

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Анализ процессов многофазного потока при пропуске средств очистки и диагностики на внутрипромысловых трубопроводах»

УДК 622.692.4:532.529

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Папонин И.Ю.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ОСГН ШБИП	Макашева Ю.С.	-		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ООД ШБИП	Немцова О.А.	-		

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ ИШПР	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

Томск – 2018г.



Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

(Подпись) _____ (Дата) Бурков П.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Папонину Ивану Юрьевичу

Тема работы:

«Анализ процессов многофазного потока при пропуске средств очистки и диагностики на внутрипромысловых трубопроводах»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

1625/с от 12.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:

21.05.2018

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Объектом исследования данной дипломной работ является участок внутрипромыслового трубопровода Куст 7- Т.1 Сузунского нефтяного месторождения. Диаметр трубопровода 530 мм, толщина стенки 9 мм, протяженность 10170 м. Режим работы бесперебойный, 365 дней в году.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none">1. Провести анализ актуальной литературы в области проведения мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики, а также проведения гидравлических расчетов;2. Рассмотреть физико- химические свойства транспортируемого агента и произвести подбор методики расчета скорости потока;3. Произвести анализ проблем, возникающих при проведении мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики, выбор способов по их устранению;4. Провести сравнительный анализ расчетов скорости многокомпонентного и однокомпонентного потока;5. Произвести расчет затрат на аварийную остановку и устранение дефекта исследуемого участка внутрипромыслового трубопровода;6. Рассмотрение вопросов безопасности сотрудников компании при проведении работ по пропуску средств очистки и диагностики.
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Технологическая схема внутрипромысловых трубопроводов Сузунского месторождения; схема направления потоков внутрипромысловых трубопроводов Сузунского месторождения</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Макашева Ю.С., ассистент ОСГН</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Немцова О.А., ассистент ООД</p>
<p>«Иностранный язык»</p>	<p>Коротченко Татьяна Валериевна, доцент ОИЯ</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат (abstract), зарубежный опыт (foreign experience)</p>	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Брусник Олег Владимирович	к.п.н, доцент	20.09.2018	

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Папонин Иван Юрьевич	20.09.2018	

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Папониу Ивану Юрьевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»</u>

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость барреля нефти, курса доллара, зависимость объема нереализуемой добычи от времени остановки трубопровода.	Уточнение рыночной стоимости барреля нефти, курса доллара на момент написания магистерской диссертации. Определение экономических убытков компании на основании нереализуемой добычи нефти, при остановке трубопровода в результате разгерметизации.
2. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Подсчет стоимости материалов, а также человеческих ресурсов необходимых для устранения проведения ремонта трубопровода. Определение суммарной стоимости устранения непроходного дефекта.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка ресурсоэффективности и ресурсосбережения, обеспечиваемые при проведении пропуска средств очистки и диагностики на основании предложенного комплекса мероприятий	Анализ эффективности бесперебойной работы трубопровода и всего промысла в целом.
---	--

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Таблицы: - Расчет ФОТ - Затраты на транспорт - Затраты на материалы - Затраты на топливо - Доставка персонала - Затраты на проживание

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.10.2016г
---	-------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ОСГН ШБИП	Макашева Ю.С.	-		12.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Папонин И.Ю		12.03.2018

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Папонину Ивану Юрьевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.</p>	<p>Рабочее место расположено на открытом воздухе. Система нефтесборных коллекторов располагается в зоне Таймырского Долгано-ненецкого автономного округа. Местность представляет собой природную зону тундры. Климат субарктический. При ремонте нефтепровода могут возникать вредные и опасные факторы для здоровья человека. Негативное воздействие на окружающую природу сводится к минимуму. В редких случаях возможно возникновение аварийных ситуаций.</p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>1. Недостаточная освещенность рабочей зоны;</p> <p>2. Превышение уровня шума;</p> <p>3. Превышение вибрации;</p> <p>4. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.</p> <p>5. Отклонение параметров климата.</p> <p>Вышепредставленные вредные факторы могут оказывать негативное влияние на человеческий организм (сердечно-сосудистую систему, кожу, нервную систему, опорно-двигательный аппарат). Для уменьшения (исключения) негативного воздействия предусматривается использование СИЗ.</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;</p> <p>2. Поражение электрическим током;</p> <p>3. Опасность возникновения пожара.</p> <p>Вышепредставленные опасные факторы представляют опасность для человеческого здоровья. Механическое и термическое воздействие может привести к временной потере работоспособности, летальному исходу.</p> <p>Соблюдение правил охраны труда и промышленной безопасности, пожарной</p>

	безопасности, в совокупности с применением средств индивидуальной защиты сводит риск воздействия опасных факторов к минимуму.
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Разгерметизация нефтепровода сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> -загрязнением атмосферного воздуха (устраняется путем утилизации розлитого агента); - загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод (предотвращается методом установки боновых заграждений на водоемах); -повреждением почвенно-растительного покрова (последствия разлива устраняются рекультивацией плодородного слоя.
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Чрезвычайные ситуации на нефтепроводе могут возникать в результате аварийных ситуаций и при их устранении. Для избегания возникновения ЧС (воздействия) необходимо соблюдать правила техники безопасности, руководствоваться нормативными документами.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Немцова О.А.	-		12.03.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Папонин И.Ю.		12.03.2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Уровень образования магистр
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
19.12.2016	<i>Общие сведения о предприятии и его задачах</i>	10
12.03.2017	<i>Описание и параметры технологического процесса</i>	20
23.07.2017	<i>Анализ проблем проведения мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики на Сузунском месторождении и их решение</i>	20
29.01.2018	<i>Сравнительный анализ расчетов скорости потока традиционным способом и методом Beggs Brill</i>	20
03.03.2018	<i>Финансовый менеджмент</i>	10
02.04.2018	<i>Социальная ответственность</i>	10
10.05.2018	<i>Заключение</i>	5
14.05.2018	<i>Презентация</i>	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

Нефтепровод- сооружение из труб, соединительных деталей и арматуры для передачи на расстояние нефти.

Нефтесборный коллектор- трубопровод для транспорта продукции нефтяных скважин от замерных установок до пунктов первой ступени сепарации нефти.

Давление рабочее- наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации нефтепровода.

Перекачка- процесс перемещения нефти (нефтепродуктов) по трубопроводу.

Эксплуатация нефтепровода- использование магистрального нефтепровода (нефтепродуктопровода) по назначению, определенному проектной документацией.

Отказ- потеря способности выполнять требуемые функции.

Запорная арматура- арматура, предназначенная для перекрытия потока рабочей среды с определенной герметичность.

Коррозия металлов- разрушение металлов вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с коррозионной средой.

Безотказность- способность выполнять требуемые функции в заданном интервале времени при данных условиях.

Эффективность- способность удовлетворять требованиям к услуге с заданными количественными характеристиками.

					Анализ процессов многофазного потока при пропуске средств очистки и диагностики на внутрипромысловых трубопроводах			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Папонин И.Ю.			Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В					10	97
Консульт.						ТПУ гр. 2БМ6А		
Зав. каф.		Бурков П.В.						

В данной работе были использованы следующие сокращения и обозначения:

НСК- нефтесборный коллектор.

ЗА- запорная арматура

ЦТОиРТ- цех по техническому обслуживанию, эксплуатации и ремонту трубопровода

УПН- установка подготовки нефти

ЕП-8- емкость подземная дренажная

АГЗУ- автоматическая групповая замерная установка

КПП СОД- камера пуска (приема) средств очистки и диагностики

СОД- средство очистки и диагностики

ПК- пикет

БРС- быстроразъемное соединение

ШВД- шланг высокого давления

ГСМ- горюче- смазочные материалы

ЧС- чрезвычайная ситуация

СИЗ- средства индивидуальной защиты

СИЗОД- средства индивидуальной защиты органов дыхания

В работе были осуществляется ссылка на следующие стандарты:

ГОСТ 5272-68 Коррозия металлов. Термины.

ГОСТ Р 52720- 2007 Арматура трубопроводная. Термины и определения.

ГОСТ Р 53480-2009 Надежность в технике. Термины и определения.

ГОСТ 27.301-95. Надежность в технике. Расчет надежности. Основные положения.

ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

ГОСТ 12.4.002-97 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты рук от вибрации. Технические требования и методы испытаний.

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).

ГОСТ Р 22.0.01-94 Безопасность в ЧС. Основные положения.

ГОСТ 12.1.038-82 Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

ГОСТ 12.1.004- 91 Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.010- 76 Взрывобезопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.3-003-86* Работы электросварочные. Требования безопасности.

ГОСТ 12.3.033-84 Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации.

ГОСТ 12.3.016-87 Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности.

					Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 97 с., 18 рис., 6 табл., 27 источников, 6 прил.

Ключевые слова: нефтесборный коллектор, диагностика, средства очистки и диагностики, коррозия, скорость течения жидкости, структура потока жидкости, газгольдер.

Объектом исследования является нефтесборный коллектор.

Цель работы- изучение влияния транспортируемой среды на проведение мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики на Сузунском месторождении.

В процессе исследования проводились расчеты скорости потока транспортируемой среды разными методиками, проведен их сравнительный анализ. Рассмотрено влияние перекачиваемого флюида на проведение мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики, выявлены основные проблемы, препятствующие проведению мероприятий и предложены решения. Позиционируются техника охраны труда, промышленной безопасности, пожарной безопасности, при проведении пропуска средств очистки и диагностики, технико- экономическая часть.

В результате исследования было предложено использование методики расчета скорости потока транспортируемой среды, результаты которой будут идентичны реальной скорости потока, применение очистных устройств с перфорационными отверстиями и установка газгольдера на УПН месторождения.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология подготовки и организация безопасного проведения мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики на промысловых трубопроводах

Степень внедрения: результаты разработок частично внедрены в деятельность организации.

Область применения: нефтесборные коллекторы месторождения.

Экономическая эффективность/значимость работы: применение предложенных технологических мер позволит безопасно для производства реализовывать мероприятия по пропуску средств очистки и диагностики. Следствием будет являться бесперебойная работа промысла в целом, что исключит финансовые потери компании в результате поддержания работоспособного состояния трубопроводов и генераторов «Aggreko».

В будущем планируется применение предложенного комплекса мер на месторождении.

ABSTRACT

Graduation qualification work 97 pp., 18 figures, 6 tables, 27 sources, 6 app.

Key words: oil collection collector, diagnostics, cleaning and diagnostic tools, corrosion, fluid flow rate, fluid flow structure, gasholder.

The object of the study is the oil collection collector.

The purpose of the study is to study the influence of the transported environment on the conduct of measures for the passage of cleaning and diagnostic equipment at the field.

In the course of the study, the flow velocity of the transported medium was calculated by different methods, and their comparative analysis was carried out. The influence of the pumped fluid on carrying out measures for the passage of cleaning and diagnostic facilities has been examined, the main problems impeding the implementation of measures and solutions have been proposed. Positioned are the techniques of labor protection, industrial safety, fire safety, in the passage of cleaning and diagnostic facilities, and the technical and economic part.

As a result of the research, it was proposed to use the method of calculating the flow velocity of the transported medium, the results of which would be identical to the actual flow rate, the use of cleaning devices with perforations and the installation of a gas holder at the OPF of the field.

The main design, technological and technical and operational characteristics: the technology of preparation and organization of safe conduct of measures for the passage of cleaning and diagnostic tools on field pipelines

Degree of implementation: the results of developments are partially implemented in the activities of the organization.

Scope: oil gathering collectors of the field.

Economic efficiency / significance of the work: the application of the proposed technological measures will allow safe implementation of measures for the flow of cleaning and diagnostic equipment. The consequence will be the uninterrupted operation of the fishery as a whole, which will exclude the company's financial losses as a result of maintaining the working condition of the Aggreko pipelines and generators.

In the future, it is planned to apply the proposed set of measures at the field.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	С.
Введение	17
2. Информация об объекте	21
2.1 Общие сведения о предприятии и его задачах	21
2.2 Климатическая и географическая характеристика	24
2.3 Описание и параметры технологического процесса	26
2.4 Конструктивно-техническая характеристика	27
2.5 Возрастной состав	29
3. Технология проведения мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики	30
3.1 Характеристика транспортируемой среды	30
3.2 Оборудование для проведения очистки и диагностики	32
3.3 Выявление рисков, связанных с проведением мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики на Сузунском месторождении	38
4. Выбор комплекса мер по повышению безопасности проведения мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики	46
4.1 Применение очистных устройств с перфорационными отверстиями	46
4.2 Использование газгольдера, как источник резервного питания генераторной установки	47

					Анализ процессов многофазного потока при пропуске средств очистки и диагностики на внутрипромысловых трубопроводах			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Оглавление	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Папонин И.Ю.					15	97
Руковод.		Брусник О.В						
Консульт.								
Зав. каф.		Бурков П.В.						
						ТПУ гр. 2БМ6А		

5. Расчетная часть	49
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	60
7. Социальная ответственность	67
7.1 Производственная безопасность	67
7.2 Экологическая безопасность	78
7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	80
7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	80
Заключение	82
Список используемых источников	83
Приложение А Зарубежный опыт	
Приложение Б Технологическая схема НС	
Приложение В Технологическая схема ВВД	
Приложение Г Схема направления потоков НС	
Приложение Д Схема направления потоков ВВД	
Приложение Е Схема генераторной установки	

Работа промысла основывается на взаимодействии всех служб и подразделений, связанных между собой.

Для реализации мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики без нарушения непрерывности технологического процесса и угрозе жизни людей необходимо осуществить подбор оптимального режима перекачки скважинного флюида по системе промысловых трубопроводов.

В ходе работ по внутритрубной очистке и диагностики на Сузунском месторождении возникают следующие проблемы:

- 1) невозможность применимости стандартных методик расчета скорости потока перекачиваемой среды;
- 2) возникновение рисков, связанных с перебойной работой генераторных установок фирмы «Aggreko».

Цель работы: исследование воздействия перекачиваемой среды на процесс транспортировки и выбор комплекса мер по повышению безопасности проведения мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики на Сузунском месторождении.

Для достижения цели необходимо выполнить следующие задачи:

- изучение технической документации, государственных стандартов, руководящих документов, определяющих правильную (безопасную) реализацию мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики на промысловых трубопроводах;
- анализ рисков и технологических решений повышения безопасности проведения пуска- приема средств очистки и диагностики;
- расчет и сравнительный анализ методик определения скорости потока;
- выбор комплекса мер по повышению безопасности проведения мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики.

					Введение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

Объектом исследования является система нефтесборных коллекторов [REDACTED] нефтяного месторождения и определение оптимальных решений, позволяющих существенно сократить риски при проведении диагностики и пуску очистных устройств.

Проводимые исследования осуществлялись в рамках действующей нормативно технической документации. Предметом исследования является ввод в эксплуатацию очистных устройств с перфорационными отверстиями, а также установка газгольдера в систему распределения газа на УПН.

Применение на практике, полученных результатов, позволит полноценно реализовывать транспорт добываемой среды, существенно сократив риски при проведении мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики.

					Введение	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Апробация работы: технологическая часть и экономическое обоснование разработанного комплекса мер повышения эффективности работы нефтесборных коллекторов Майского месторождения были представлены на конференциях:

1. XX Международный научный симпозиум студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова
2. Международная научная конференция, Чехия, г. Карловы Вары- Россия, г. Москва

SGEM 2016, 16 International

Полученные результаты являются эффективными в применении с экономической и технической точки зрения и могут быть применены на практике.

					Апробация работы	Лист
						20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ

2.1 Общие сведения о предприятии и его задачах

В 2016 году состоялся запуск Сузунского месторождения. Работа промысла представляет собой круглосуточный, круглогодичный режим (365 дней в году, 8760 часов соответственно). Расчетный срок эксплуатации сооружений и оборудования Сузунского месторождения составляет 20 лет.

Промысловые трубопроводы включают в себя:

- промысловые нефтегазосборные коллекторы 1 и 2 порядка;
- промысловые напорные трубопроводы;
- водоводы высокого давления (ВВД);
- водоводы низкого давления (ВНД).

Обслуживанием всех трубопроводов и сопутствующей инфраструктуры занимается цех технического обслуживания, эксплуатации и ремонта трубопроводов (ЦТОЭиРТ №2).

Нефтегазопроводы от кустов №№ 1,3,4,7,9 прокладываются надземным способом, на общих опорах с высоконапорными водоводами ППД.

Прокладка трубопроводов на общей эстакаде предусмотрена с компенсацией продольных деформаций, возникающих при изменении температуры и давления, за счет применения П-образных компенсаторов, а также поворотов трассы трубопровода.

					Анализ процессов многофазного потока при пропуске средств очистки и диагностики на внутрипромысловых трубопроводах			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Папонин И.Ю.			Информация об объекте	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					21	97
Консульт.						ТПУ гр. 2БМ6А		
Зав. каф.		Бурков П.В.						

Для обеспечения прохождения очистных и диагностических устройств отводы компенсаторов выполнены радиусом гнутья $R=5DN$. В конце и начале каждого температурного блока установлены неподвижные опоры [1].

Основной частью неподвижной опоры (рисунок 2.1) является катушка с патрубком, к патрубку приваривается футляр- втулка с помощью опорного кольца и усиливающих косынок. К футляру приваривается опорная часть, которая крепится на шарнирах к строительной конструкции. Регулировка угла наклона катушки в сборе при монтаже допускается от 0° до 7° .

В пространстве между футляром и патрубком производится монтаж трубок для системы Скин-эффекта, после чего оставшееся пространство заполняется пенополиуретаном.

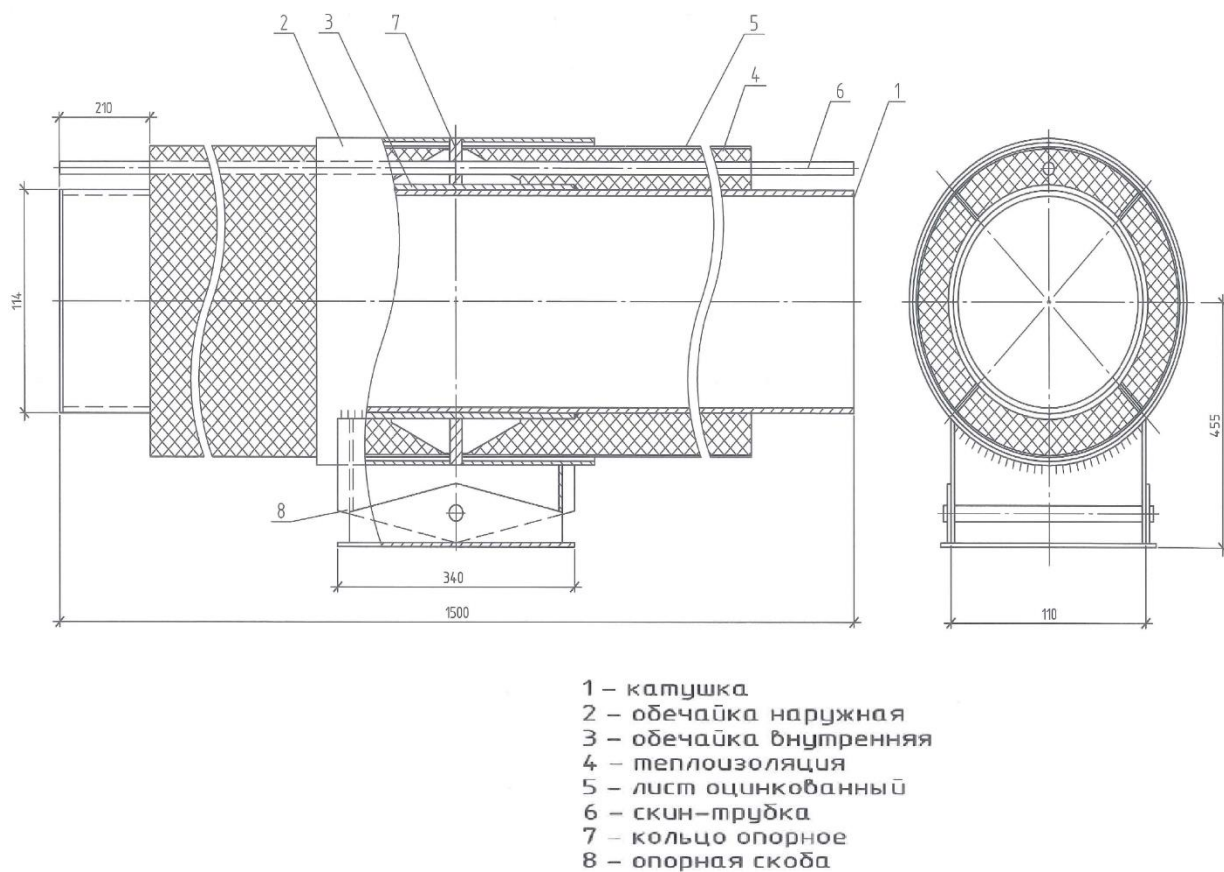
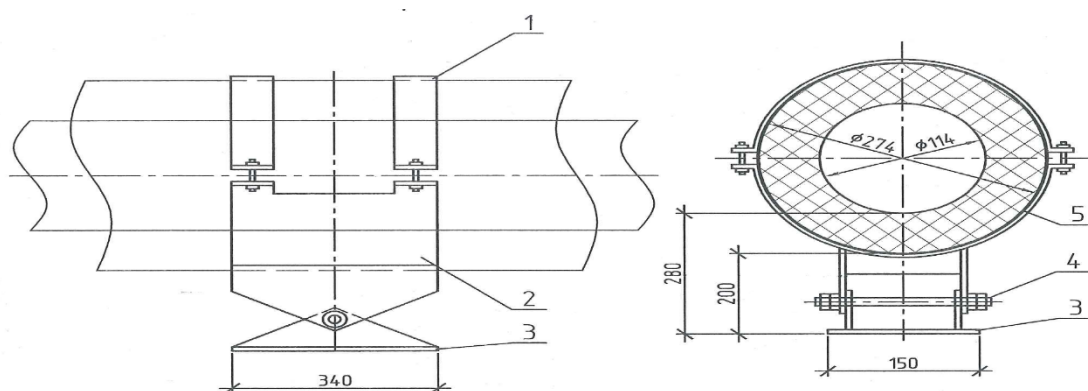


Рисунок 2.1- Опора неподвижная

					Информация об объекте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

Конструкция подвижных опор (рисунок 2.2) обеспечивает регулировку угла наклона трубопровода при монтаже от 0° до 16°. Крепление трубопровода к ложементу опоры осуществляется с помощью металлических хомутов.



- 1 – хомут
- 2 – ложемент
- 3 – основание
- 4 – шарнир
- 5 – защитная прокладка

Рисунок 2.2- Опора свободноподвижная

На всем протяжении промышленные трубопроводы пересекают ряд естественных и искусственных препятствий: реки, ручьи, автомобильные дороги, ВЛ.

Промышленные трубопроводы пересекают р. Кочо, несколько ручьев и озер. Прокладка трубопроводов на малых водных переходах выполнена надземным способом в одну нитку.

Для двух нефтегазопроводов DN500 и высоконапорных водоводов DN300 и DN200 предусмотрен мостовой переход через реку Кочо. Расстояние от низа пролетного строения перехода до наивысшего горизонта ледохода принято не менее 0,5 м.

Все переходы через автодороги выполнены подземным способом с установкой защитного кожуха.

					Информация об объекте	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

В местах пересечения промышленных трубопроводов с воздушными линиями электропередачи (ВЛ) выполнено защитное ограждение, исключающее попадание на трубопроводы проводов при их обрыве, или необорванных проводов при падении опор.

На протяжении своего следования трубопроводы пересекают как коридоры трубопроводов, так и одиночные трубопроводы. Все пересечения выполнены в соответствии с требованиями нормативно-технической документации.

2.2 Климатическая и географическая характеристика

Территориально трубопроводы ██████████ месторождения находятся в Таймырском Долгано- Ненецком автономном округе. Климат характеризуется продолжительной холодной зимой- в районе Дудинки она составляет 235 дней. В течении года средняя температура января -28 С. Минимальная зафиксированная температура составляет -57 С. Ночные заморозки и выпадение снега нередки и летом. Осадков выпадает небольшое количество, в районе 300 мм в год. В результате незначительных испарений влаги с поверхности и наличия вечной мерзлоты на всей территории округа сильная заболоченность. Полярная ночь длится 65 суток, полярный день - 83. В течение полярного дня земная поверхность, несмотря на малую высоту солнца, получает большое количество радиационного тепла. Наибольшая полуденная высота отмечается 22 июня, в день летнего солнцестояния. В целом на территории округа выделяются четыре природные зоны: арктической пустыни, тундры, лесотундры, крайней северной тайги. Узкая полоса разряженного лиственничного редколесья, в районе Енисея достигающая 200 км, окаймляющая с юга тундру, - это своего рода переходная зона между тундрой и тайгой, называемая лесотундрой [2].

					Информация об объекте	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Талые участки здесь развиты, в основном, под руслами рек и акваториями озер.

Многолетнемерзлые грунты представлены преимущественно супесями, легкими суглинками с включениями гравия, гальки и валунов, а также пылеватыми и мелкими песками и торфяниками.

Криогенная текстура песков- массивная, супесей и суглинков -слоистая. На буграх пучения и вблизи озер на территории болотных массивов в отложениях встречаются прослойки льда мощностью до 20-30 см. При нарушении температурного режима многолетнемерзлых пород

Имеют место отдельные отрицательные экзогенные процессы в виде глубинной термоэрозии.

Таблица 2.1- Классификация глиняного грунта

Классификация глинистого грунта		
супесь	суглинок	Глина
глинистый грунт, который содержит не более 10 % глинистых частиц, оставшуюся часть занимает песок. Супесь наименее пластичная из всех глинистых грунтов, при ее растирании между пальцами чувствуются песчинки.	глинистый грунт, который содержит от 10 до 30 процентов глины. Этот грунт достаточно пластичен, при растирании его между пальцами не чувствуются отдельные песчинки.	грунт, в котором содержание глинистых частиц больше 30%. Глина очень пластичная, хорошо скатывается в шнур.

Грунт под действием нагрузки от фундамента подвержены осадке. Сильные ветра, подземные воды и прочие деструктивные процессы оказывают высокое эрозионное воздействие на несущую способность искусственных насыпей. Поэтому все вопросы, связанные со строительством, представляют собой немалую проблему. Участки земли под кусты, дороги, резервуары и другие крупные объекты отсыпают щебнем и песком поверх специальной геологической решетки и усиливаются подгрузами. Поверх насыпей для дорог укладываются бетонные плиты [1].

2.3 Описание и параметры технологического процесса

От кустовых площадок №1,3,4,7,9 продукция скважин поступает в герметизированную систему сбора и транспорта нефти. Далее углеводородная смесь транспортируется на площадку УПН «Сузун», где осуществляется разделение фаз и подготовка нефти, воды и газа. Подготовленная нефть подается в межпромысловый нефтепровод для транспортировки ее на Ванкорское месторождение. Газ направляется для подготовки на УПГ.

Система промысловых трубопроводов представляет собой сеть нефтегазосборных трубопроводов, условно разбитых на участки.

Для производства обслуживания и ремонта трубопроводов, переключения потоков, а также уменьшения отрицательного воздействия на окружающую среду в случае аварии, предусмотрена установка запорной арматуры.

На нефтегазопроводах от кустов скважин № 3,9 предусмотрены узлы перспективного подключения кустовых площадок с установкой запорной арматурой с ручным приводом.

					Информация об объекте	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для проведения очистки и диагностики внутренней полости нефтегазосборных трубопроводов предусмотрено устройство узлов запуска и приема очистных и диагностических средств (СОД). Узлы пуска, приема СОД располагаются на кустовых площадках, в точках врезки трубопроводов от кустовых площадок в сборный коллектор, в местах изменения диаметра сборных коллекторов, а также на подходе к площадке УПН [1].

Проектом приняты следующие технологические параметры:

- Проектное (расчетное) рабочее давление нефтегазосборных трубопроводов- 4.0 МПа.
- Рабочее давление нефтегазосборных трубопроводов- 2,5 МПа.
- Температура транспортирования нефтегазовой смеси 20 °С.
- Давление в пункте сбора (УПН «Сузун») 0,95- 1,02 МПа.

Сооружения УПН по подготовке нефти, попутного нефтяного газа и пластовой воды запроектированы на работу 365 дней в году.

2.4 КОНСТРУКТИВНО- ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Конструктивно- техническая характеристика промысловых трубопроводов ██████████ месторождения приведена в таблице 2.2.

Трубы изготовлен по ТУ 1317-006.1-593377520-2003 из стали марки 13ХФА (К52) Выксунского завода, ТУ 1319-369-00186619-2012 из стали марки 13ХФА (К52) Челябинского завода, ТУ 1317-006.1-593377520-2003 из стали марки 13ХФА (К52) ОАО Северского трубного завода (г.Полевой).

Для производства обслуживания и ремонта трубопроводов, переключения потоков, а также уменьшения отрицательного воздействия на окружающую среду в случае аварии, предусмотрена установка запорной арматуры. Используется запорная арматура типа клиновая задвижка, кран, серии 4,0 Мпа, диаметр запорной арматуры выбирается исходя из диаметра трубопровода.

Запорная арматура установлена, согласно проекта, на свайных основаниях.

Информация об объекте

									Лист	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						27

с опорой подвижной, закрепленной на трубопроводе анкерными болтами.

Таблица 2.2- Характеристика трубопроводов

Участок, км	Длина трубы, км	Протяженность теплоизоляции, км	Толщина тепло- изоляции, мм	Параметры трубы, мм	Тип прокладки трубы
Нефтегазосборные трубопроводы					
Куст 7- Т.1	10,17	10,17	100	530x9	надземная
Куст 3- Т.10	1,68	1,68	100	426x8	надземная
Куст 4- Т.10	1,66	1,66	100	325x7	надземная
Куст 1 – Т.9	0,3	0,3	100	325x7	надземная
Куст 9 – Т.8	0,2	0,2	100	426x8	надземная
Т.10 – Узел 6	3,28	3,28	100	530x9	надземная
Куст 6- Т.1	2,31	2,31	100	273x14	надземная
Т.1- УПН	0,08	0,08	100	630x10	надземная
Водоводы высокого давления					
БКНС- Т.9	6,74	6,74	100	219x16	надземная
Т.9- Куст 7	1,9	1,9	100	273x20	надземная
Т.9- Куст 1	0,3	0,3	100	219x16	надземная
Узел 6- Т.11	4,16	4,16	100	325x22	надземная
Т.11- Куст 3	0,88	0,88	100	219x16	надземная
Т.10- Куст 4	1,66	1,66	100	219x16	надземная
БКНС- Куст 9	2,65	2,65	100	219x16	надземная

2.5 Возрастной состав

Нефтепроводы ██████████ месторождения находятся в эксплуатации от года до двух лет. В ходе проведения первых ревизий и контрольных осмотров показал, что развитие деструктивных процессов на теле трубопроводов находится в пределах до 0,5 мм/год, что является II степенью агрессивности воздействия среды- слабоагрессивная. За весь период эксплуатации не было выявлено ни одного отказа.

На данный момент 80% трубопроводов имеет срок эксплуатации более двух лет, 10% - 1,5 года эксплуатации, 10% - около года.

					Информация об объекте	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРОПУСКУ СРЕДСТВ ОЧИСТКИ И ДИАГНОСТИКИ

3.1 Характеристика транспортируемой среды

Определение физико-химических свойств нефти Сузунского месторождения было проведено на усреднённой пробе, а также ряд показателей перепроверялся на образцах нефти из разных бутылей, в том числе и с разных уровней бутылей.

Таблица 3.1- Физико- химические свойства нефти Сузунского месторождения

Показатель	Значение
Содержание воды в пробе, %	6
Плотность нефти (кг/м ³), при температуре:	
15 °С	824,0
20 °С	821,7
45 °С	803,9
60 °С	795,5
Вязкость кинематическая (сСт), при температуре:	
15 °С	7,4
20 °С	6,6
45 °С	3,8
60 °С	2,9

					Анализ процессов многофазного потока при пропуске средств очистки и диагностики на внутрипромысловых трубопроводах			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Папонин И.Ю.			Технология проведения мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В					30	97
Консульт.						ТПУ гр. 2БМ6А		
Зав. каф.		Бурков П.В.						

Таблица 3.2- Физико- химические свойства нефти Сузунского месторождения

Вязкость динамическая (МПа·с), при температуре:	
15 °С	6,1
20 °С	5,4
45 °С	3,0
60 °С	2,3
Температура застывания, °С	от -2 до -3
Температура текучести, °С	-1
Температура насыщения нефти парафином (расчетная), °С	19,3
Температура плавления парафина, °С	54

Таблица 3.2- Фракционный состав нефти Сузунского месторождения

массовое содержание в нефти, %					
парафинов (твердых)			2,83		
смолов (силикагелевых)			5,02		
асфальтенов			0,23		
механических примесей			0,0113		
Содержание хлористых солей, мг/дм ³			отсутствуют		
Фракционный состав нефти, %					
до температуры	выход фракций, %	до температуры	выход фракций, %	до температуры	выход фракций, %
70 °С	2,0	160 °С	19,0	250 °С	37,0
80 °С	3,0	170 °С	21,0	260 °С	39,0
90 °С	5,0	180 °С	23,0	270 °С	42,0

Таблица 3.2- Фракционный состав нефти Сузунского месторождения

100 °С	6,0	190 °С	25,0	280 °С	44,0
110 °С	8,0	200 °С	26,5	290 °С	47,0
120 °С	10,0	210 °С	28,0	300 °С	49,0
130 °С	12,0	220 °С	30,0	310 °С	52,0
140 °С	14,0	230 °С	32,0	320 °С	55,0
150 °С	16,0	240 °С	35,0	330 °С	59,0
Температура окончания кипения нефти, °С			336,0		
Выход фракций (от 56 до 336, при 0 °С),%			63,0		

Таким образом, проанализированная проба нефти Сузунского месторождения является парафинистой, малосмолистой и содержит невысокое количество асфальтенов.

Нефть Сузунского месторождения соответствуют ГОСТ Р 51858 по таким показателям как содержание парафинов, воды, механических примесей, концентрации хлористых солей, по плотности и фракционному составу данная нефть относится к 1-му типу [3].

3.2 Оборудование для проведения очистки и диагностики

Очистка трубопровода проводится в соответствии с инструкцией по организации и проведению работ по очистке внутренней полости трубопровода, утвержденной руководством компании.

При наличии на участках трубопроводов резервных ниток подводных переходов, лупингов и обводных линий в первую очередь планируется их очистка, затем очистка самого участка трубопровода. При этом должна соблюдаться следующая последовательность очистки: резервные нитки подводных переходов, лупинги, обводные линии, основная нитка.

Для ввода СОД в трубопровод используются камеры пуска- приема компании «САЛАВАТНЕФТЕМАШ» (рисунок 3.1). Камера представляет собой тупиковый участок трубопровода с концевым затвором, диаметр которой на порядок больше линейной части и технологической обвязки.

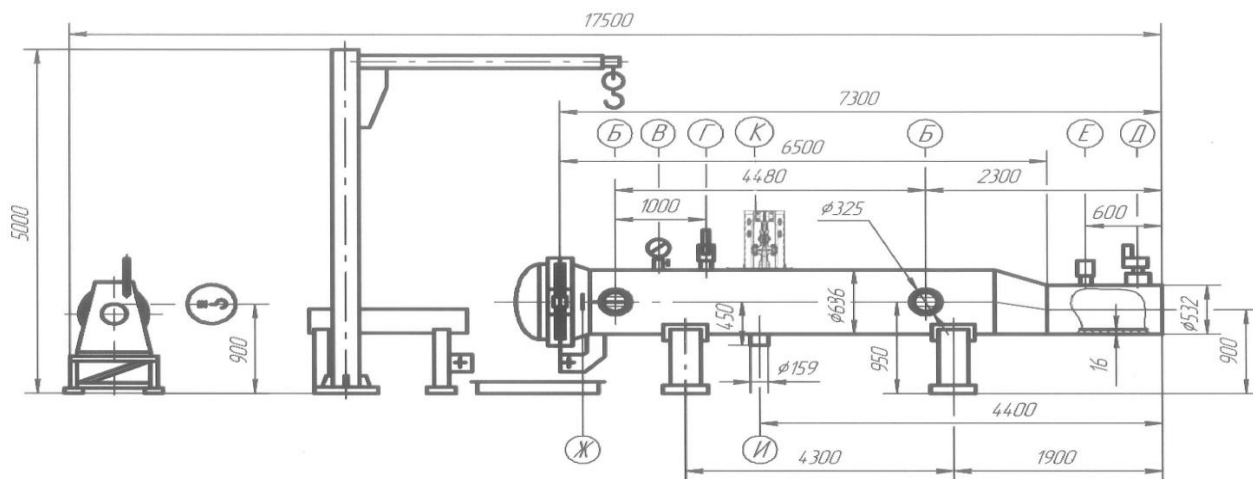
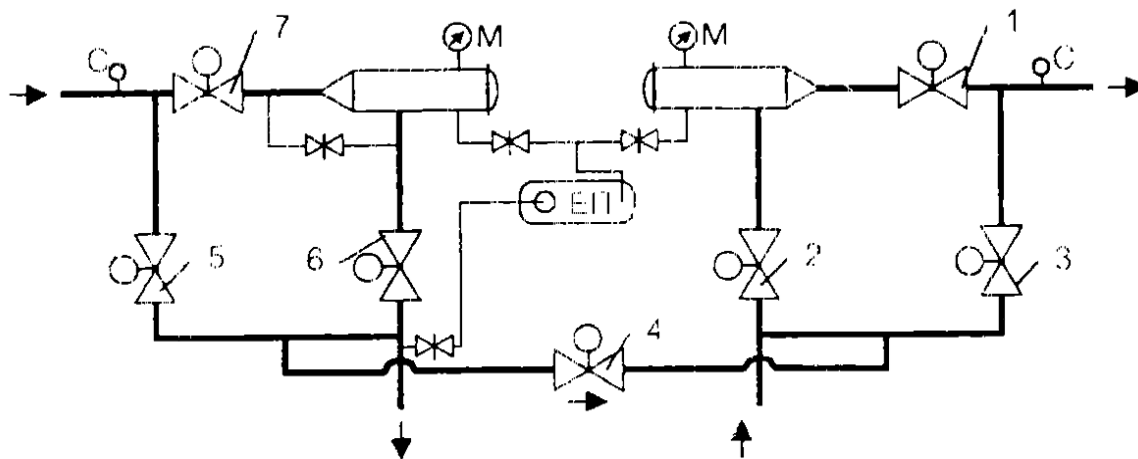


Рисунок 3.1- Камера пуска СОД

Принципиальная схема узла пуска- приема средств очистки и диагностики представлена на рисунке 3.2.



С - сигнализатор; М- манометр; ЕП - емкость подземная для опорожнения камер пуска- приема СОД

Рисунок 3.2- Принципиальная схема узла пуска- приема

					Технология проведения мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики	Лист 32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Конструктивные размеры КПП СОД должны обеспечивать безопасный запуск и прием очистных устройств.

Все работы, связанные с запасовкой, пуском, приемом и извлечением средств очистки и диагностики должны проводиться работниками под руководством инженерно-технического работника, назначенного приказом.

При проведении внутритрубной очистки разрешено использовать очистные устройства, следующей классификации:

а) корпусные (рисунок 3.3);



Рисунок 3.3 Очистные устройства корпусного типа

б) пенополиуретановые (рисунок 3.4);

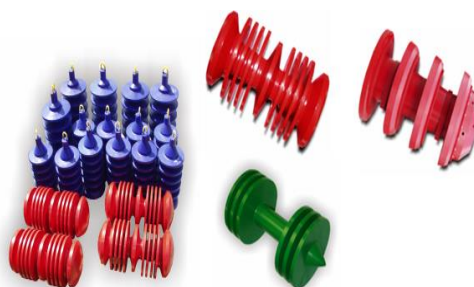


Рисунок 3.4 Очистные устройства пенополиуретановые

в) цельные (рисунок 3.5);



Рисунок 3.5 Очистные устройства цельные

г) сферические (рисунок 3.6).

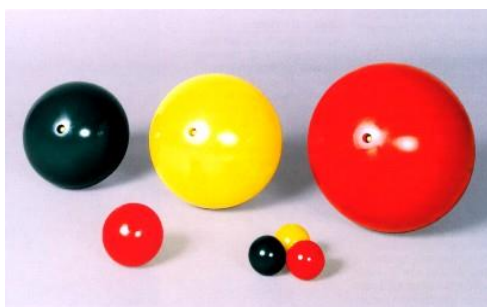


Рисунок 3.6 Очистные устройства сферические

Оборудование, применяемое для очистки должно иметь следующую документацию:

- паспорт и (или) формуляр на оборудование;
- разрешение Ростехнадзора на применение оборудования на трубопроводах;
- сертификат соответствия;

					Технология проведения мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

- свидетельство взрывозащиты электрооборудования применяемых приборов;
- инструкцию по эксплуатации [4].

При производстве работ по очистке трубопровода необходимо использовать средства связи во взрывозащищенном исполнении.

В период между пропусками СОД по трубопроводу камера запуска, камера приема, дренажная подземная емкость и трубопроводы технологической обвязки должны быть опорожнены от перекачиваемого продукта.

Внутритрубной диагностике подлежат нефтегазосборные, напорные трубопроводы, нефтепроводы внешнего транспорта, газопроводы, не имеющие внутреннего покрытия, с номинальным диаметром ($D_{ном}$) 200 мм и более. Трубопровод должен отвечать следующим требованиям:

- геометрия трубопровода должна соответствовать техническим характеристикам ВИС организаций, осуществляющих работу по ВТИ;
- трубопровод должен быть оборудован КПП СОД, для приема ВИС;
- фасонные детали (отводы, врезки, тройники и т.д.) и запорная арматура должны быть полнопроходными, без выступающих внутрь трубопровода узлов или деталей, которые могут препятствовать движению ВИС по трубопроводу;
- отводы тройников должны быть снабжены отбойниками (решётками с шагом не более 200 мм), если диаметр отводящего трубопровода превышает 1/2 номинального диаметра основного трубопровода;
- технологические схемы узлов пуска и приёма должны обеспечивать безопасный пуск и приём ВИС без их повреждения;
- манометры и расходомеры должны быть в исправном (работоспособном) состоянии;
- на диагностируемом участке не должны находиться в рабочем состоянии боковые вытекающие и входящие потоки. В отдельных случаях, при согласовании сторон, допускается пропуск внутритрубного дефектоскопа при снижении скорости входящего бокового потока менее 0,5 м/сек.

					Технология проведения мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Применение внутритрубной диагностики на трубопроводах, имеющих внутреннее покрытие, возможно только при наличии согласованного технического задания и методики проведения работ.

Все используемые технические средства, в том числе иностранного производства, должны иметь сертификаты соответствия и разрешения Ростехнадзора России.

Для реализации мероприятий диагностированию применяют внутритрубные диагностические снаряды. Ультразвуковые снаряды УДН (S и D модификация) применяют для внутритрубной инспекции нефтепроводов внешнего транспорта и трубопроводов сжиженного газа.

Для определения поперечно ориентированных дефектов стенки и сварных швов газопроводов, нефтесборных и напорных трубопроводов, испытывающих динамических нагрузок и пульсаций давления, используют снаряды МДПр (MFL).

Для определения продольно ориентированных дефектов стенки и сварных швов напорных и нефтесборных трубопроводов, испытывающих динамические нагрузки и пульсации давления, используют снаряды МДПо (TFI).

Для получения наибольшей информации о трубопроводе рекомендуется использовать при ВТИ различные типы ВИС.

Отдельные участки трубопроводов, частично не отвечающие требованиям, могут подвергаться внутритрубной инспекции, при условии согласования данных работ с ДНГД.

Допускается использовать мобильные КПП СОД, если обследуемый трубопровод оборудован запорной арматурой, предназначенной для этих целей.

Для трубопроводов, оборудованных КПП СОД и находящихся в эксплуатации подвергаются наружной диагностике:

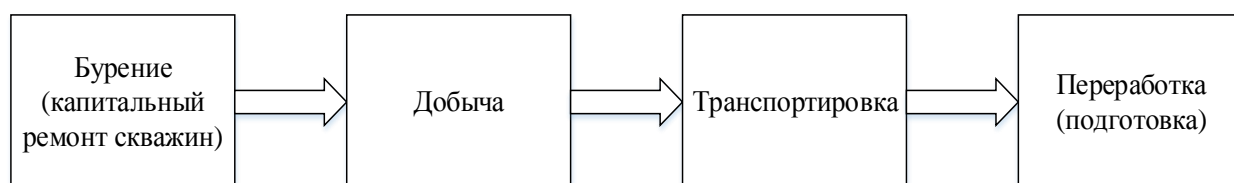
					Технология проведения мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- надземные трубопроводы обвязки узла КПП СОД (не подлежащих ВТИ);
- перемычки между основной и вспомогательной ниткой (не подлежащих ВТИ).

Периодичность проведения диагностики определяется категорией основного трубопровода.

3.3 Выявление рисков, связанных с проведением мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики на Сузунском месторождении

Нефтяной промысел представляет собой технологический комплекс, включающий в себя процесс бурения, добычи, транспортировки и обработки скважинной продукции.



Работа промысла основывается на взаимодействии всех служб и подразделений, связанных между собой.

В ходе работ по внутритрубной очистке и диагностики на Сузунском месторождении возникают следующие проблемы:

- 1) определение скорости потока перекачиваемой среды, отвечающей действительности;
- 2) возникновение рисков, связанных с перебойной работой генераторных установок фирмы «Aggreko».

Первая проблема представляет из себя трудности по определению скорости прохождения СОД по трубопроводу и как следствие расчета времени, затраченного на проведение внутритрубной очистки и диагностики.

Точное определение скорости потока является важным критерием возможности реализации мероприятий по пропуску СОД, который допускается при скоростях выше 0,3 м/с. Для средств диагностики устанавливается ограничение по максимальной скорости потока в связи с получением корректных выходных данных.

Транспортируя нефть по магистральным нефтепроводам, для определения скорости и расхода жидкости, инженерами используются стандартные формулы:

- формула расхода жидкости

$$Q = \frac{4V}{\pi d^2}, \quad (3.1)$$

отсюда, скорость жидкости

$$V = \frac{4Q}{\pi d^2}. \quad (3.2)$$

В связи с тем, что товарная нефть- среда однофазная, однокомпонентная (рисунок 3.7), то поток является однородной средой и движение происходит единым фронтом.



Рисунок 3.7- однородная транспортируемая среда

В условиях транспорта жидкости (рисунок 3.8) по внутрипромысловым трубопроводам выше представленная методика расчета расхода и скорости жидкости не применима. Поток представляет собой смесь из нефти, газа и воды, то есть неоднородную среду, которая требует более углубленного изучения и выбора подходящей методики расчета.



Рисунок 3.8- неоднородная транспортируемая среда

В рамках магистерской диссертации, на основании эмпирических данных, произведена конкретизация расчета скорости потока, при транспорте скважинной продукции по системе нефтесборных трубопроводов [9][10][11][12]:

Зная диаметр и толщину стенки трубы, расход нефти и газа, полученный в результате замера на АГЗУ, можем рассчитать среднюю скорость перекачиваемого продукта по формулам:

1) Секундный расход жидкости:

$$Q_{с.ж.} = \frac{Q_{ж.}}{3600 \cdot 24} \text{ м}^3 / \text{сутки}, \quad (3.3)$$

где, $Q_{ж.}$ - расход жидкости, $\text{м}^3 / \text{сутки}$;

2) Секундный расход газа:

$$Q_{с.г.} = \frac{Q_г}{p \cdot 24 \cdot 3600} \text{ м}^3 / \text{сутки}, \quad (3.4)$$

где, $Q_г$ - расход газа, $\text{м}^3 / \text{сутки}$;

p - давление избыточное, Мпа

3) Секундный расход многофазного продукта:

$$Q_{м.п.} = Q_{с.э.} + Q_{с.г.} \text{ м}^3 / \text{сутки}, \quad (3.5)$$

рассчитывается в начальной и конечной точке;

4) Скорость потока:

$$V_n = \frac{Q_{м.п.} \cdot 4}{\pi(d - 2b)^2} \text{ м/с,} \quad (3.6)$$

где, $\pi = 3,14$

d -диаметр трубы,

b -толщина стенки трубы,

рассчитывается в начальной и конечной точке;

5) Средняя скорость потока:

$$V_{ср.} = \frac{V_{н.н} + V_{н.к.}}{2} \text{ м/с,} \quad (3.7)$$

где, $V_{н.н}$ -скорость потока в начальной точке, м/с,

$V_{н.к.}$ -скорость потока в конечной точке, м/с.

В силу того, что промышленный трубопровод представляет собой сеть нефтесборных коллекторов (рисунок 3.9), на каждом простом участке скорость потока будет отличаться в силу изменения среды.

					Технология проведения мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

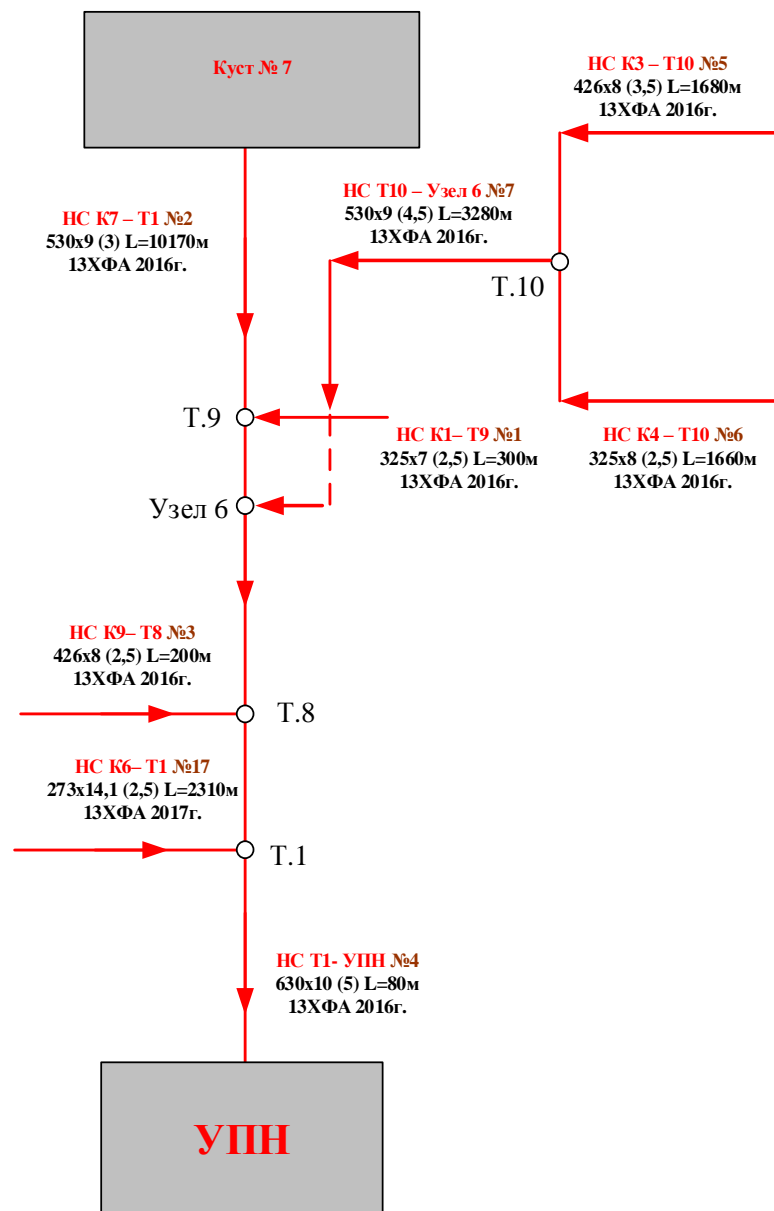


Рисунок 3.9- Схема направления потоков Сузунского месторождения

На исследуемом участке Куст 7- Т.1 скорость потока будет меняться на следующих направлениях:

- Куст 7- Т.9;
- Т.9- Узел 6;
- Узел 6- Т.8;
- Т.8- Т.1.

Значит, для прогнозирования скорости и времени прохождения СОД необходимо получение данных о скважинной продукции с каждого куста от подразделения, отвечающего за добычу нефти. На основании полученных данных производить расчет на каждом участке.

Следующим риском, при реализации мероприятий по пропуску СОД является перебойная работа генераторов «Aggreko» (рисунок 3.11). Работа генераторов на прямую зависит от поступающего на УПН попутного нефтяного газа.

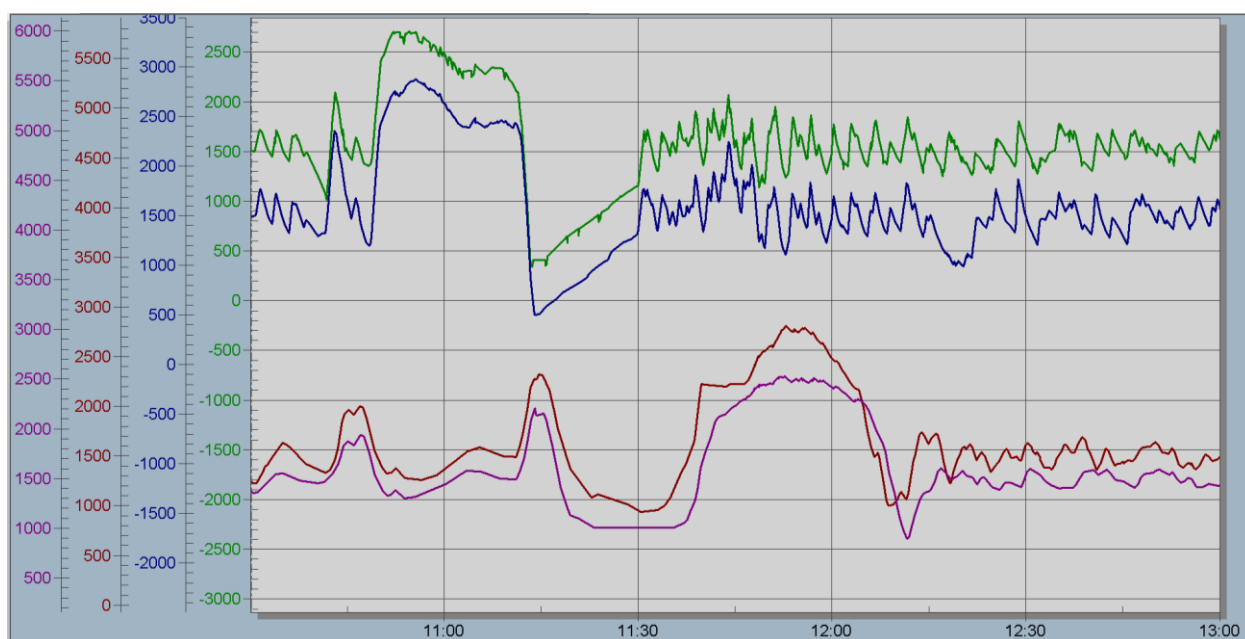


Рисунок 3.10- Поступление газа на УПН во время пуска очистного устройства

На рисунке 3.10 представлен график поступления нефтяного газа на УПН при проведении внутритрубной очистке участка Куст 7- Т.1. После пуска ОУ (ориентировочно в 10:40) наблюдается динамика резкого роста прихода газа на УПН, что в свою очередь приходится регулировать оператором товарным вручную. Предполагается, что в этот момент происходит резкое выделение свободного газа (рисунок 3.12) из общего потока в силу рельефа, вдоль которого располагается участок Куст 7- Т.1 (рисунок 3.13). Узел пуска очистного устройства находится на высоте 56 м от уровня моря (отчет высот ведется согласно Балтийской системе высот), тогда как узел приема на высоте

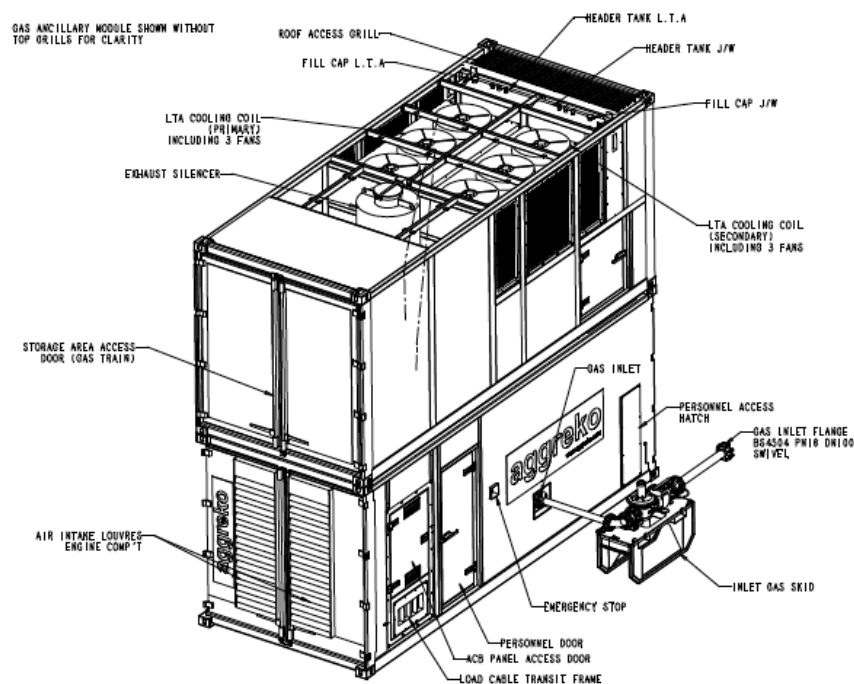


Рисунок 3.11- Генераторная установка «Аггреко»

почти 100 м. В результате выделения газа и образования водонефтяной эмульсии с меньшим содержанием газа, скорость движения очистного устройства уместнее рассчитывать, опираясь на скорость водонефтяной эмульсии.

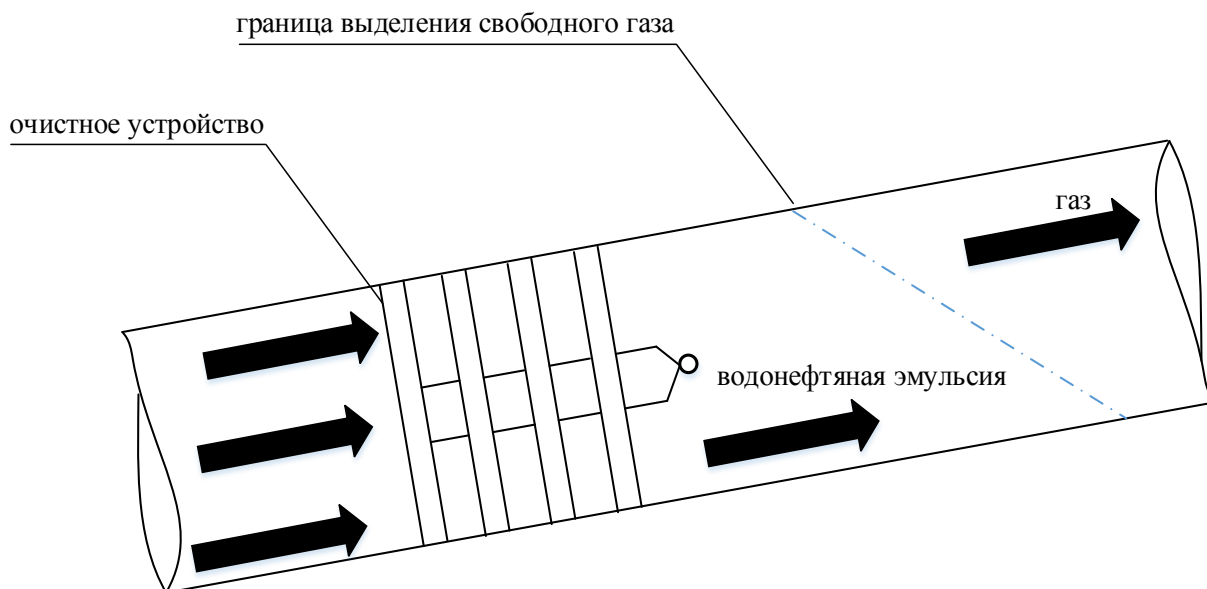


Рисунок 3.12- Выделение свободного газа

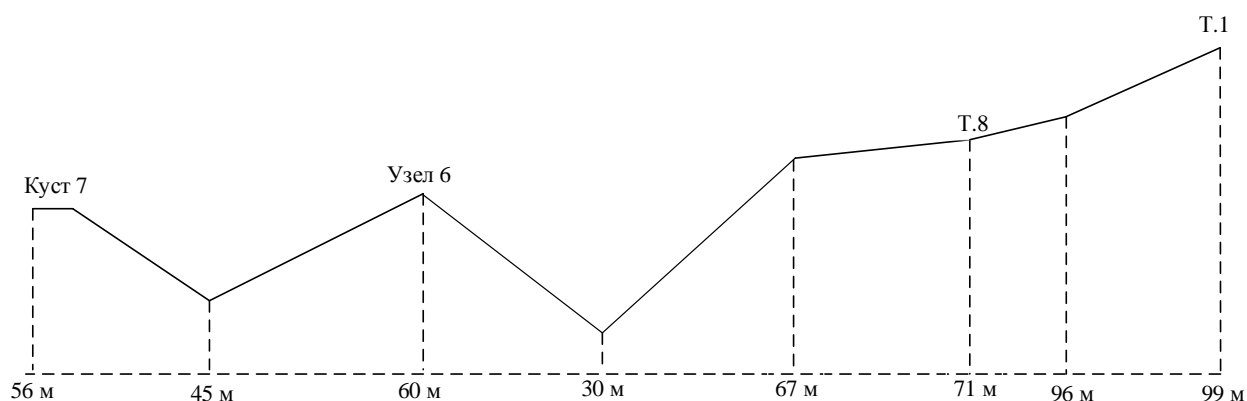


Рисунок 3.13- Профиль трубопровода Куст 7- Т.1 Сузунского месторождения

За все время эксплуатации участка Куст 7- Т.1 запуск осуществлялся согласно утвержденному графику проведения внутритрубной очистки. При каждом пропуске очистного устройства возникал перепад поступления газа на УПН, что по сути являлось для работников УПН нештатной ситуацией и граничило с возникновением аварийной ситуации (анализ представлен таблице 3.2.)

Таблица 3.2- Анализ рисков, при пропуске СОД

№ пуска	Дата проведения	Температура воздуха, °С	Возникновение рисков
1	06.11.2016	-16	+
2	12.01.2017	-36	+
3	15.04.2017	-21	+
4	16.05.2017	-11	+
5	15.06.2017	14	+
6	15.07.2017	20	+
7	15.08.2017	10	+
8	15.09.2017	1	+
9	15.10.2017	-8	+
10	18.11.2017	-23	+
11	12.11.2017	-26	+

4. ВЫБОР КОМПЛЕКСА МЕР ПО ПОВЫШЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРОПУСКУ СРЕДСТВ ОЧИСТКИ И ДИАГНОСТИКИ

4.1 Применение очистных устройств с перфорационными отверстиями

Проблему перебойной работы генераторов «Aggreko» при пропуске очистных устройств предлагается решить при помощи применения очистных устройств с перфорационными отверстиями (рисунок 4.1, рисунок 4.2).

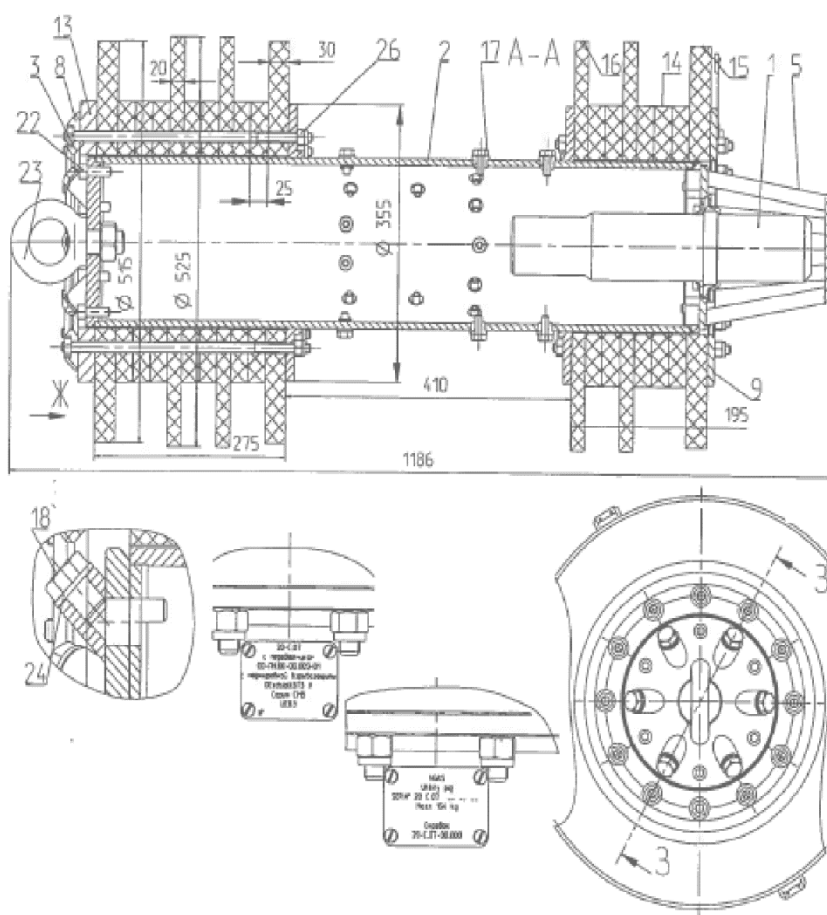


Рисунок 4.1- Техническое устройство скребка с перфорационными отверстиями

					Анализ процессов многофазного потока при пропуске средств очистки и диагностики на внутрипромысловых трубопроводах			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Папонин И.Ю.			Выбор комплекса мер по повышению безопасности проведения мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В					46	97
Консульт.						ТПУ гр. 2БМ6А		
Зав. каф.		Бурков П.В.						

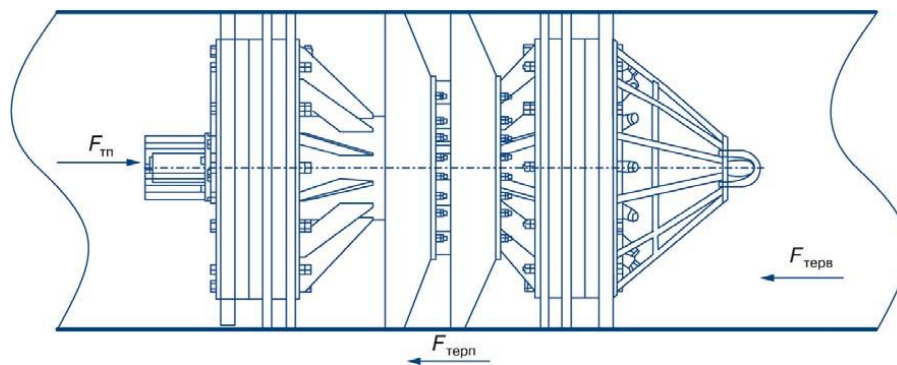


Рисунок 4.2- Очистное устройство с перфорационными отверстиями. Общий вид

Определив необходимое количество рабочих перфорационных отверстий (определяется эмпирическим путем) представляется возможным прохождение газоводонефтяного потока через них. Происходит непрерывность потока в результате чего приход газа на УПН приходит более равномерно.

4.2 Использование газгольдера, как источник резервного питания генераторной установки

При проведении диагностики выше представленное решение не применимо. Техническое исполнение диагностических снарядов не подразумевает использование в конструкции перфорационных отверстий.



Рисунок 4.3- Газгольдер

					Выбор комплекса мер по повышению безопасности проведения мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

Поэтому, предлагается решение по установке промежуточного узла, газгольдера (рисунок 4.3) между нефтесборным коллектором, редуцирующим устройством и генератором «Aggreko» (рисунок 4.4). Реализация предлагаемой схемы подключения позволит при просадке прихода газа на УПН использовать резервный источник газа для бесперебойной работы системы.

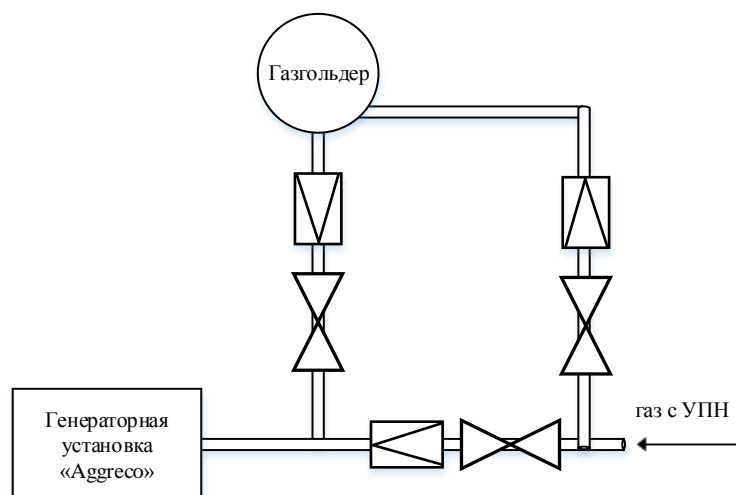


Рисунок 4.3- Схема подключения газгольдера

5. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

Опишем построение математической модели транспортирования так называемых ньютоновских многокомпонентных жидкостей по однниточному трубопроводу на примере моделирования течения воды (или многокомпонентной жидкости, в которой основной средой является вода).

Вначале оценим влияние давления и температуры на плотность воды. В анализируемом диапазоне значений параметров (давление от 0,1 до 2,0 МПа, температура от 10°C до 160°C) плотность воды от давления зависит не существенно.

Рассмотрим функцию (относительное отклонение значений плотности жидкости для границ диапазона):

$$\delta\rho_T(t) = \frac{|\rho_{p1}(t) - \rho_{p2}(t)| \cdot 100\%}{[\rho_{p1}(t) + \rho_{p2}(t)] / 2}, \quad (5.1)$$

где $t = T - 273,15 \text{ K}$ – температура по шкале Цельсия; $\rho_{p1}(t), \rho_{p2}(t)$ – плотность воды при минимальном и максимальном давлениях диапазона соответственно.

Максимальное значение этой функции в указанном диапазоне значений параметров соответствует температуре $t = 10^\circ\text{C}$ и $\delta\rho_T(10^\circ\text{C}) \approx 0,09\%$ (при этом $\rho_{p1}(10^\circ\text{C}) = 999,7 \text{ кг/м}^3, \rho_{p2}(10^\circ\text{C}) = 1000,6 \text{ кг/м}^3$).

Влияние же температуры на плотность воды имеет существенно большее значение:

					Анализ процессов многофазного потока при пропуске средств очистки и диагностики на внутрипромысловых трубопроводах			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Папонин И.Ю.			Расчетная часть	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					49	97
Консульт.						ТПУ гр. 2БМ6А		
Зав. каф.		Бурков П.В.						

$$\delta\rho_p(p) = \frac{|\rho_{t1}(p) - \rho_{t2}(p)| \cdot 100\%}{[\rho_{t1}(p) + \rho_{t2}(p)]/2}, \quad (5.2)$$

где $\rho_{t1}(p)$, $\rho_{t2}(p)$ – плотность воды при минимальной и максимальной температурах соответственно.

Максимальное значение этой функции в рассматриваемом диапазоне значений параметров соответствует давлению $p = 0,7$ МПа и $\delta\rho_p(0,7 \text{ МПа}) = 9,7\%$ (при этом $\rho_{t1}(0,7 \text{ МПа}) = 1000 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{t2}(0,7 \text{ МПа}) = 907,5 \text{ кг/м}^3$).

Из проведенного анализа можно сделать вывод о том, что для рассматриваемого диапазона значений параметров влиянием давления на плотность воды можно пренебречь. Поэтому вместо термического уравнения состояния $\rho = \rho(p, T)$ можно использовать функциональную зависимость $\rho = \rho(T)$.

Модель течения однокомпонентной жидкости по трубопроводу с учетом допущения, сформулированного выше:

$$\frac{\partial(\rho \cdot f)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho \cdot f \cdot w)}{\partial x} = 0; \quad (5.3a)$$

$$\frac{\partial(\rho \cdot f \cdot w)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho \cdot f \cdot w^2)}{\partial x} = -f \cdot \left(\frac{\partial p}{\partial x} + g \cdot \rho \cdot \frac{\partial z_1}{\partial x} \right) - \frac{\pi}{4} \cdot \lambda \cdot \rho \cdot w \cdot |w| \quad (5.3b)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\rho \cdot f \cdot \left(\varepsilon + \frac{w^2}{2} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial x} \left[\rho \cdot f \cdot w \cdot \left(\varepsilon + \frac{w^2}{2} \right) \right] = - \frac{\partial(\rho \cdot f \cdot w)}{\partial x} - \rho \cdot f \cdot w \cdot g \cdot \frac{\partial z_1}{\partial x} - p \cdot \frac{\partial f}{\partial t} + Q \cdot f + \frac{\partial}{\partial x} \left[k \cdot f \cdot \frac{\partial T}{\partial x} \right] - \Phi(T, T_{oc}) \quad (5.3b)$$

$$\rho = \rho(T); \quad \varepsilon = h - p/\rho; \quad h = h(p, T). \quad (5.3г)$$

					Расчетная часть	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Далее перейдем к рассмотрению зависимости удельной энтальпии (на единицу массы) воды h от давления и температуры. Для анализируемого диапазона значений аргументов (см. выше) оценим влияние на удельную энтальпию воды параметра t .

Введем функцию:

$$\delta h_p(p) = \frac{|h_{t1}(p) - h_{t2}(p)| \cdot 100\%}{[h_{t1}(p) + h_{t2}(p)] / 2}, \quad (5.4)$$

где $h_{t1}(p)$, $h_{t2}(p)$ – удельная энтальпия воды при минимальной и максимальной температурах соответственно.

Максимальное значение этой функции в рассматриваемом диапазоне значений параметров (давление от 0,1 до 2,0 МПа, температура от 10°C до 160°C) соответствует давлению $p = 0,7$ МПа и $\delta h_p(0,7 \text{ МПа}) \approx 176,2 \%$ (при этом $h_{t1}(0,7 \text{ МПа}) = 42,7$ кДж/кг, $h_{t2}(0,7 \text{ МПа}) = 675,6$ кДж/кг).

Из приведенного анализа видно, что влияние параметра t на функцию h весьма существенно.

Рассмотрим влияние давления на удельную энтальпию воды. Введем функцию:

$$\delta h_T(t) = \frac{|h_{p1}(t) - h_{p2}(t)| \cdot 100\%}{[h_{p1}(t) + h_{p2}(t)] / 2}, \quad (5.5)$$

где $h_{p1}(t)$, $h_{p2}(t)$ – удельная энтальпия воды при минимальном и максимальном давлениях соответственно.

Разобьем исследуемый интервал изменения температуры на два участка: от 10°C до 40°C и от 40°C до 160°C.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51

На первом участке максимальное значение функции $\Delta h_T(t)$ соответствует температуре $t = 10^\circ\text{C}$ и $\delta h_T(10^\circ\text{C}) \approx 4,4\%$ (при этом $h_{p1}(10^\circ\text{C}) = 42,1$ кДж/кг, $h_{p2}(10^\circ\text{C}) = 44$ кДж/кг), следовательно, влияние параметра p на функцию h существенно.

На втором участке максимальное значение функции $\Delta h_T(t)$ соответствует температуре $t = 40^\circ\text{C}$ и $\delta h_T(40^\circ\text{C}) \approx 1,0\%$ (при этом $h_{p1}(40^\circ\text{C}) = 167,6$ кДж/кг, $h_{p2}(40^\circ\text{C}) = 169,3$ кДж/кг), следовательно, в данном случае влиянием параметра p на функцию h можно пренебречь.

При увеличении температуры, начиная с $t = 40^\circ\text{C}$, величина $\delta h_T(t)$ уменьшается. Проведенный анализ показал, что при моделировании транспортирования горячей воды (при температуре выше 40°C) в качестве калорического УРС с точностью до 1% можно использовать функциональную зависимость $h = h(T)$. При моделировании течения воды с достаточно низкой температурой (ниже 40°C) пренебрегать влиянием давления на энтальпию нельзя. В противном случае погрешность расчетов может превышать 4%.

Исследуем возможности использования модели несжимаемой среды при анализе параметров транспортирования воды по трубопроводным системам. Зависимость $\rho = \rho(t)$ является монотонной. Поэтому можно ввести функцию, описывающую абсолютное отклонение значений плотности жидкости для диапазона $[t - 0,5 \cdot \Delta t; t + 0,5 \cdot \Delta t]$:

$$\Delta\rho(t, \Delta t) = |\rho(t + 0,5 \cdot \Delta t) - \rho(t - 0,5 \cdot \Delta t)|. \quad (5.6)$$

С учетом проведенных ранее исследований, функция (2.60) практически не зависит от давления. Аналогично (6) можно ввести зависимость, описывающую относительное отклонение значений плотности жидкости для границ диапазона $[t - 0,5 \cdot \Delta t; t + 0,5 \cdot \Delta t]$:

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

$$\delta\rho(t, \Delta t) = \frac{|\rho(t+0,5 \cdot \Delta t) - \rho(t-0,5 \cdot \Delta t)|}{[\rho(t+0,5 \cdot \Delta t) + \rho(t-0,5 \cdot \Delta t)]/2} \cdot 100\%. \quad (5.7)$$

Сравнение (6) с (7) показывает, что:

$$\delta\rho(t, \Delta t) = \Delta\rho(t, \Delta t) \cdot \frac{100\%}{[\rho(t+0,5 \cdot \Delta t) + \rho(t-0,5 \cdot \Delta t)]/2} \sim \Delta\rho(t, \Delta t). \quad (5.8)$$

символ « ~ » означает пропорциональность.

Оценим знаменатель формулы (8) следующим образом:

$$[\rho(t+0,5 \cdot \Delta t) + \rho(t-0,5 \cdot \Delta t)]/2 \approx \bar{\rho} = const, \quad (5.9)$$

где $\bar{\rho}$ – некоторое среднее значение плотности жидкости.

Анализируя (8) с учетом (9), можно сделать вывод о том, что поведение функции $\delta\rho(t, \Delta t)$ целесообразно оценивать, используя зависимость $\Delta\rho(t, \Delta t)$.

При фиксированном перепаде плотности $\Delta\rho$ минимальный перепад температур Δt будет наблюдаться в точке, где значение производной $(\partial\rho/\partial t)_p$ будет максимальным. Это следует из равенства: $(\Delta\rho/\Delta t)_p \approx (\partial\rho/\partial t)_p$.

На рисунке 7 представлена зависимость плотности воды от температуры $\rho = \rho(t)$ при $p = 0,7$ МПа.

Максимальное по модулю значение производной $(\partial\rho/\partial t)_p$ соответствует температуре $t = 160^\circ\text{C}$, следовательно, минимальное значение Δt при фиксированном $\Delta\rho$ (и $\delta\rho$) соответствует указанной температуре. Найдем температуру (на участке $t < 160^\circ\text{C}$), для которой плотность воды будет отличаться от базового значения плотности воды (при базовой температуре 160°C) не более 1%.

					Расчетная часть	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Такой температурой является $t = 150^{\circ}\text{C}$. Оценим значение этого отклонения. Плотность воды при 160°C равна $907,523 \text{ кг/м}^3$, а при 150°C – $917,095 \text{ кг/м}^3$.

Относительное изменение плотности в данном случае будет равно:

$$\delta\rho(160^{\circ}\text{C}, 10^{\circ}\text{C}) \approx \delta\rho(155^{\circ}\text{C}, 10^{\circ}\text{C}) = \frac{|\rho(160^{\circ}\text{C}) - \rho(150^{\circ}\text{C})| \cdot 100\%}{[\rho(160^{\circ}\text{C}) + \rho(150^{\circ}\text{C})] / 2} \approx 1\%. \quad (5.10)$$

Таким образом, минимальным перепадом температур, при котором плотность можно считать постоянной величиной с точностью до 1%, является значение $\Delta t = 10^{\circ}\text{C} = 10 \text{ K}$.

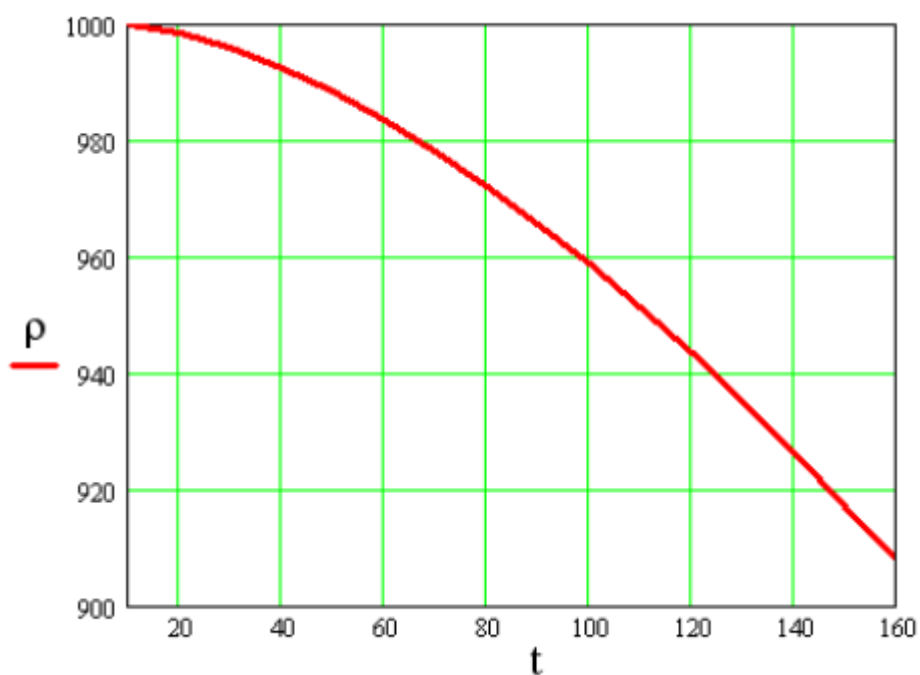


Рисунок 7. Зависимость плотности [кг/м^3] воды от температуры [$^{\circ}\text{C}$] при давлении $0,7 \text{ МПа}$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Далее предлагается способ оценки допустимого перепада температур применительно к разным значениям базовой температуры. Учитывая способ введения $\delta\rho(t, \Delta t)$ (см. (6)), данное значение можно оценить по формуле:

$$\delta\rho(t, \Delta t) = \frac{100\%}{\rho(t)} \cdot \Delta\rho(t, \Delta t). \quad (5.11)$$

Разделим (11) на Δt :

$$\frac{\delta\rho(t, \Delta t)}{\Delta t} = \frac{100\%}{\rho(t)} \cdot \frac{\Delta\rho(t, \Delta t)}{\Delta t} \approx \frac{100\%}{\rho(t)} \cdot \left| \frac{d\rho(t)}{dt} \right|. \quad (5.12)$$

Отсюда,

$$\Delta t(t) \approx \frac{\rho(t) \cdot \delta\rho}{\left| d\rho(t)/dt \right| \cdot 100\%}. \quad (5.13)$$

В частности, для базовой температуры $t = 105^\circ\text{C}$ величина $\Delta t = (105^\circ\text{C})^\circ \approx 12^\circ\text{C}$. Это означает то, что плотность с точностью до 1% можно считать постоянной величиной для диапазона температур $[99^\circ\text{C}; 111^\circ\text{C}]$.

Отметим еще раз, что границы диапазона являются оценочными, позволяющими проследить общий характер поведения зависимости $\Delta t(t)$. Для получения истинных значений границ диапазона при конкретном значении базовой температуры необходимо обращаться к справочным данным.

При моделировании транспортирования воды при низких температурах (до 35°C), допущение о ее несжимаемости является вполне оправданным. Относительная погрешность величиной в один процент при определении плотности воды (применительно к базовой температуре $t = 35^\circ\text{C}$) соответствует

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

перепадам температур $\Delta t = 35^\circ\text{C}$ и выше, что позволяет считать воду для диапазона температур $[99^\circ\text{C}; 111^\circ\text{C}]$ несжимаемой.

При анализе поведения зависимости $\Delta t = \Delta t(t)$ для области $t > 40^\circ\text{C}$ можно сделать вывод о том, что диапазон температур, в котором можно считать воду несжимаемой, при увеличении базовой температуры сокращается, доходя до $\Delta t = 10^\circ\text{C}$ при максимальной температуре ($t = 160^\circ\text{C}$).

Построим математическую модель нестационарного неизотермического течения несжимаемой жидкости по неразветвленному трубопроводу постоянного поперечного сечения. Для этого достаточно положить $\rho = \text{const}$ в модели (3). В результате получим:

$$\rho = \text{const}; \quad (5.14\text{a})$$

$$w = w(t); \quad (5.14\text{б})$$

$$\frac{dw}{dt} = -\frac{1}{\rho} \cdot \frac{\partial p}{\partial x} - g \cdot \frac{\partial z_1}{\partial x} - \frac{\lambda \cdot w \cdot |w|}{4 \cdot R}; \quad (5.14\text{в})$$

$$\frac{\partial \varepsilon}{\partial t} + \frac{d}{dt} \left(\frac{w^2}{2} \right) + w \cdot \frac{\partial \varepsilon}{\partial x} = -\frac{w}{\rho} \cdot \frac{\partial p}{\partial x} - w \cdot g \cdot \frac{\partial z_1}{\partial x} + \frac{Q}{\rho} + \frac{1}{\rho} \cdot \frac{\partial}{\partial x} \left[k \cdot \frac{\partial T}{\partial x} \right] - \frac{\Phi(T, T_{oc})}{f \cdot \rho}; \quad (5.14\text{г})$$

$$\varepsilon = h - p/\rho; \quad h = h(p, T). \quad (5.14\text{д})$$

Умножим каждое слагаемое (14в) на w и преобразуем результирующее уравнение. Итоговый вид закона сохранения кинетической энергии для несжимаемой жидкости представляется так:

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{w^2}{2} \right) = -\frac{w}{\rho} \cdot \frac{\partial p}{\partial x} - w \cdot g \cdot \frac{\partial z_1}{\partial x} - \frac{\lambda \cdot |w|^3}{4 \cdot R}; \quad (5.15)$$

Вычтем (15) из (14г) и получим:

					Расчетная часть	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\frac{\partial \varepsilon}{\partial t} + w \cdot \frac{\partial \varepsilon}{\partial x} = \frac{\lambda \cdot |w|^3}{4 \cdot R} + \frac{Q}{\rho} + \frac{1}{\rho} \cdot \frac{\partial}{\partial x} \left[k \cdot \frac{\partial T}{\partial x} \right] - \frac{\Phi(T, T_{oc})}{f \cdot \rho}. \quad (5.16)$$

Таким образом, искомая модель будет иметь вид:

$$\rho = const; \quad (5.17a)$$

$$w = w(t); \quad (5.17б)$$

$$\frac{dw}{dt} = -\frac{1}{\rho} \cdot \frac{\partial p}{\partial x} - g \cdot \frac{\partial z_1}{\partial x} - \frac{\lambda \cdot w \cdot |w|}{4 \cdot R}; \quad (5.17в)$$

$$\frac{\partial \varepsilon}{\partial t} + w \cdot \frac{\partial \varepsilon}{\partial x} = \frac{\lambda \cdot |w|^3}{4 \cdot R} + \frac{Q}{\rho} + \frac{1}{\rho} \cdot \frac{\partial}{\partial x} \left[k \cdot \frac{\partial T}{\partial x} \right] - \frac{\Phi(T, T_{oc})}{f \cdot \rho}; \quad (5.17г)$$

$$\varepsilon = h - p/\rho; \quad h = h(p, T). \quad (5.17д)$$

Окончательно система уравнений, описывающая нестационарное неизотермическое течение несжимаемой жидкости по пространственно распределенному трубопроводу постоянного поперечного сечения после интегрирования уравнение движения по длине трубопровода в связи с $w = const$ имеет вид:

$$\rho = const; \quad (5.18a)$$

$$w = w(t); \quad (5.18б)$$

$$\frac{dw}{dt} = -\frac{1}{\rho} \cdot \frac{\partial p}{\partial x} - g \cdot \frac{\partial z_1}{\partial x} - \frac{\lambda \cdot w \cdot |w|}{4 \cdot R}; \quad (5.18в)$$

$$\frac{\partial \varepsilon}{\partial t} + w \cdot \frac{\partial \varepsilon}{\partial x} = \frac{\lambda \cdot |w|^3}{4 \cdot R} + \frac{Q}{\rho} + \frac{1}{\rho} \cdot \frac{\partial}{\partial x} \left[k \cdot \frac{\partial T}{\partial x} \right] - \frac{\Phi(T, T_{oc})}{f \cdot \rho}; \quad (5.18г)$$

					Расчетная часть	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\varepsilon = h - p/\rho; \quad h = h(p, T). \quad (5.18д)$$

Теперь перейдем к построению модели течения многокомпонентной жидкости. В связи с тем, что транспортируемая среда представляет собой многокомпонентную смесь, то система уравнений, описывающая движение однокомпонентной среды, претерпевает некоторые изменения. Ее необходимо дополнить соответствующими уравнениями для определения концентраций компонент смеси.

Итоговая система дифференциальных уравнений в частных производных (аналог (3)), описывающая течение вязкой многокомпонентной сжимаемой жидкости (плотность жидкости при неизменных значениях концентраций компонент зависит только от температуры) по протяженному неразветвленному трубопроводу с жесткими шероховатыми теплопроводными стенками, примет вид:

$$\frac{\partial(\rho \cdot f)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho \cdot f \cdot w)}{\partial x} = 0; \quad (5.19а)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \cdot Y_m \cdot f) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho \cdot Y_m \cdot w \cdot f) - \frac{\partial}{\partial x} \left(\rho \cdot f \cdot D_m \cdot \frac{\partial Y_m}{\partial x} \right) = 0, \quad m = \overline{1, N_S} \quad (5.19б)$$

$$Y_{N_S} = 1 - \sum_{m=1}^{N_S-1} Y_m; \quad (5.19в)$$

$$\frac{\partial(\rho \cdot f \cdot w)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho \cdot f \cdot w^2)}{\partial x} = -f \cdot \left(\frac{\partial p}{\partial x} + g \cdot \rho \cdot \frac{\partial z_1}{\partial x} \right) - \frac{\pi}{4} \cdot \lambda \cdot \rho \cdot w \cdot |w| \quad (5.19г)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[\rho \cdot f \cdot \left(\varepsilon + \frac{w^2}{2} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial x} \left[\rho \cdot f \cdot w \cdot \left(\varepsilon + \frac{w^2}{2} \right) \right] = - \frac{\partial(p \cdot f \cdot w)}{\partial x} - \rho \cdot f \cdot w \cdot g \cdot \quad (5.19д)$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	$\left[k \cdot r \cdot \frac{\partial T}{\partial x} \right] - \Phi(T, T_{oc})$	Расчетная часть $\sum_{m=1}^{N_S} \varepsilon_m \cdot D_m \cdot \frac{\partial Y_m}{\partial x}$	Лист
							58

$$\rho = \rho\left(T, \{Y_m, m = \overline{1, N_S}\}\right); \quad \varepsilon = h - p/\rho; \quad h = h\left(p, T, \{Y_m, m = \overline{1, N_S}\}\right) \quad (5.19e)$$

Рассмотрим теперь модель течения вязкой несжимаемой многокомпонентной жидкости по протяженному неразветвленному трубопроводу постоянного поперечного сечения и с жесткими шероховатыми теплопроводными стенками. При этом систему уравнений (19) можно существенно упростить и записать так:

$$\rho = const; \quad (5.20a)$$

$$w = w(t); \quad (5.21б)$$

$$\frac{dw}{dt} = \frac{p_1 - p_2}{\rho \cdot l} + g \cdot \frac{[(z_1)_1 - (z_1)_2]}{l} - \frac{\lambda \cdot w \cdot |w|}{4 \cdot R}; \quad (5.22в)$$

$$\frac{\partial Y_m}{\partial t} + w \cdot \frac{\partial Y_m}{\partial x} - \frac{\partial}{\partial x} \left(D_m \cdot \frac{\partial Y_m}{\partial x} \right) = 0, \quad m = \overline{1, N_S - 1}; \quad Y_{N_S} = 1 - \sum_{m=1}^{N_S-1} Y_m \quad (5.23г)$$

$$\frac{\partial \varepsilon}{\partial t} + w \cdot \frac{\partial \varepsilon}{\partial x} = \frac{\lambda \cdot |w|^3}{4 \cdot R} + \frac{Q}{\rho} + \frac{1}{\rho} \cdot \frac{\partial}{\partial x} \left[k \cdot \frac{\partial T}{\partial x} \right] - \frac{\Phi(T, T_{oc})}{f \cdot \rho} + \frac{\partial}{\partial x} \left[\sum_{m=1}^{N_S} \left(\varepsilon_m \cdot D_m \cdot \frac{\partial Y_m}{\partial x} \right) \right] \quad (5.24д)$$

$$\varepsilon = h - p/\rho; \quad h = h\left(p, T, \{Y_m, m = \overline{1, N_S}\}\right). \quad (5.24e)$$

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Мероприятия по пропуску средств очистки и диагностики, выполненные без учета сопутствующих рисков, могут обернуться финансовыми потерями для компании. Рисками является остановка перекачки добытого флюида, при остановке генераторов «Aggreko».

С учетом политических тенденций последних четырех лет курс доллара существенно отразился на продаже отечественной нефти на мировых рынках. После долгого падения мировых цен на нефть снова наблюдается её рост. На сегодня (07.04.2018) она составляет около 67 долларов за баррель. Цена доллара около 58 рублей. В совокупности эти два значения поднимают значимость и стоимость нефти на высокий уровень для нашей страны в текущих условиях.

Основной статьей расхода может стать остановка кустовой площадки. Подача электроэнергии для работы погружных насосов, системы обогрева, телеметрии и контрольно- измерительных приборов обеспечивается работой генераторов попутного газа. Для примера, суммарный объем добычи одного из кустов, после транспортировки, поступаемый на УПН, где осуществляется её подготовка до товарного состояния, составляет около 4770 кубических метров в сутки.

Учитывая цену на товарную нефть за последний год, которая составляет порядка 58 \$ за баррель, с этого объема товарной нефти, потеря за сутки составит:

$$S = K \times C \times V, \quad (1)$$

					Анализ процессов многофазного потока при пропуске средств очистки и диагностики на внутрипромысловых трубопроводах			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Папонин И.Ю.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В					60	97
Консульт.						ТПУ гр. 2БМ6А		
Зав. каф.		Бурков П.В.						

где S- суммарная потеря компании за сутки отказа;

K- курс доллара (рубли);

C- стоимость барреля нефти (рубли);

V- объем добычи за сутки ($\text{м}^3/\text{сутки}$).

Принятой единицей объема нефти для торговли на мировых площадках является «баррель». 1 баррель= 158,988 литрам. Следовательно, необходимо перевести добычу куста в литры, а затем в баррель, получаем:

$$V = V_{\partial} \times 1000 = 4770000 \text{ л.} \quad (2)$$

$$V = V_{\partial} / V_{\bar{o}}, \quad (3)$$

где V_{∂} - объем добычи куста за сутки ($\text{м}^3/\text{сутки}$);

$V_{\bar{o}}$ - объем барреля (литр).

$$V_{\partial} = 4770000 / 158,988 = 30000 \text{ барреля.} \quad (4)$$

Тогда, суточная остановка куста будет составлять:

$$S = 67 \times 58 \times 3000 = 11658000 \text{ рублей.}$$

примечание: данные актуальны на 07.04.2018.

Применив вышепредставленные расчеты в масштабе промысла, представляется возможность рассчитать таким образом потери для каждого куста месторождения, что даст полную картину суммарных экономических потерь компании в результате остановки трубопроводов.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

Второй графой экономических потерь компании может стать разгерметизация нефтегазопровода в результате не проведения диагностических мероприятий на должном уровне, что повлечет за собой необходимость задействования материальных и человеческих ресурсов на устранение дефекта.

Пример затрат представлен в виде устранения дефекта методом установки ремонтной конструкции муфты П2. Устранение, теоретически, осуществлялось в течении двух дней. В первый день было задействовано 4 человека и затрачено времени 11 часов, во второй день 5 человек и затрачено времени 8,5 часов.

Первая часть затрат будет связана с задействованием человеческого ресурса. В таблице 6.1 и 6.2 приведены данные ФОТ и страховых отчислений на каждого сотрудника (ИТР, слесари, сварщики) за период проведения работ

Таблица 6.1 – ФОТ за 1 рабочий день

ФОТ			Вахтовая надбавка
ч	руб/ч	руб	
11	701,25	7 713,70	400,00
11	475,27	5 227,97	400,00
11	432,06	4 752,70	400,00
11	562,53	6 187,79	400,00

Таблица 6.1 – ФОТ за 2 рабочий день

ФОТ			Вахтовая надбавка
ч	руб/ч	руб	
8,5	701,25	5 960,58	309,09
8,5	562,53	4 781,47	309,09
8,5	432,06	3 672,54	309,09
8,5	562,53	4 781,47	309,09
8,5	445,33	3 785,33	309,09

Таблица 6.2- Страховые отчисления за 1 рабочий день

Страховые взносы						
Годовая з/п	Пенсионный фонд	ФФОМС	ФСС	Страховые отчисления за год	% страховых отчислений	Сумма страховых отчислений
1381452,97	260 665,30	70454,10	23635,00	354754,40	26%	2 083,58
936 282,25	205 982,10	47750,39	23635,00	277 367,49	30%	1 667,25
851 165,69	187 256,45	43409,45	23635,00	254 300,90	30%	1 539,46
1108176,54	233 337,65	56517,00	23635,00	313 489,66	28%	1 863,60

Таблица 6.2- Страховые отчисления за 2 рабочий день

Страховые взносы						
Годовая з/п	Пенсионный фонд	ФФОМС	ФСС	Страховые отчисления за год	% страховых отчислений	Сумма страховых отчислений
1381452,97	260 665,30	70454,10	23635,00	354 754,40	26%	1 610,04
1108176,54	233 337,65	56517,00	23635,00	313 489,66	28%	1 440,06
851 165,69	187 256,45	43409,45	23635,00	254 300,90	30%	1 189,58
1108176,54	233 337,65	56517,00	23635,00	313 489,66	28%	1 440,06
877 306,42	193 007,41	44742,63	23635,00	261 385,04	30%	1 219,89

Помимо человеческого ресурса необходимо использование транспорта и материально-технических ресурсов. Для монтажа муфты П2 смоделируем потребность в двух единицах техники: трэкол, Урал АНРВ. Затраты подсчитаны на основании стоимости машиночасов, пробега техники и использования встроенного оборудования и представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3- Затраты на технику за 1 рабочий день

Марка автомобиля	Машиночасы			Пробег			Встроенное оборудование			Всего, руб
	ч	руб/ч	руб	км	руб/к м	руб	ч	руб/ч	руб	
Трэкол	11	798	8785	290	12,13	3517			0	12302
Урал АНРВ	11/ 7	1167	12838	103	24,91	2 565	7	341	2389	17 794

Таблица 6.3- Затраты на технику за 2 рабочий день

Марка автомобиля	Машиночасы			Пробег			Встроенное оборудование			Всего, руб
	ч	руб/ч	руб	км	руб/к м	руб	ч	руб/ч	руб	
Трэкол	11	798	8 785	167	12,13	2 025			0	10 810
Урал АНРВ	11/ 7	1 167	12 838	191	24,91	4 757	7	341	2389	19 986

Расчет затрат на материалы представлен в таблице 6.4.

Таблица 6.4- Затраты на материалы установки муфты П2

Перечень и количество фактически израсходованных материалов					
№ п/п	Наименование материала	Ед. измерения	Количество	Цена	Сумма, руб.
1	Электрод с покрытием основного вида LB-52U - 3	кг	5,000	122,61	613,05
2	Перчатки Uvex Comcraft NB27H 989	пар	4,000	85,02	340,08
3	Электрод с покрытием основного вида LB-52U - 4	кг	15,000	94,24	1 413,60
4	Рацион питания индивидуальный боевой ИРП-Б	шт.	20,000	587,71	11 754,20
5	Диск шлифовальный D=230 мм	шт.	8,000	40,59	324,72
6	Диск отрезной D=230 мм	шт.	2,000	39,66	79,32
7	Муфта (П2) 530x14-K52-09Г2С	шт.	1,000	29453,53	29 453,53
				Итого	43 978,50

В итоге, для устранения дефекта путем установки муфты П2 выявляется 4 основных графы затрат:

- 1) ФОТ;
- 2) страховые отчисления;
- 3) затраты на технику;
- 4) затраты на материалы.

Суммировав описанные выше затраты, объединим их в сводную таблицу 6.5

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Таблица 6.5- Расчет понесенных расходов, при производстве работ по устранению дефектов

№ п/п	Наименование статьи затрат	Ед. изм.	Сумма
1	ФОТ сотрудников	руб.	70 843
2	Страховые взносы	руб.	21 303
3	Использование материалов	руб.	44 538
4	Использование транспорта и спецтехники	руб.	80 708
5	Итого затраты на устранение дефекта, без НДС	руб.	217 392

По итогу подсчета общих затрат на остановку только одного участка на [REDACTED] месторождении получается сумма 11875392 рубля, состоящая из двух пунктов:

- 1) затраты, связанные с потерей от нереализуемой транспортировки добытого флюида;
- 2) затраты, понесенные при производстве работ по устранению дефектов.

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

При проведении пропуска средств очистки и диагностики возникает опасность для здоровья и жизни человека. Исключение этих рисков и обеспечение безопасного ведения технологического процесса должны закладываться в основу ведения работ.

Раздел посвящен проведению анализа на наличие и влияние вредных и опасных факторов, при работах на нефтепроводах, использование технологий и оборудования нефтяной отрасли на исследуемом объекте, а также действия при чрезвычайных ситуациях.

7.1 Производственная безопасность

При производстве работ по пропуску СОД, при неправильной организации труда и несоблюдения правил техники безопасности, появляется вероятность возникновения вредных факторов:

- повышенная загазованность воздуха в области проведения работ;
- недостаточная освещённость рабочего места;
- уровень шума выше норм на месте работ;
- повышенный уровень вибрация;

Следующим появляется вероятность возникновения опасных факторов:

- поражение сотрудников электрическим током;
- поражение от движущихся механизмов и машинами;
- опасность возникновения пожара.

					Анализ процессов многофазного потока при пропуске средств очистки и диагностики на внутрипромысловых трубопроводах			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Папонин И.Ю.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В					67	97
Консульт.						ТПУ гр. 2БМ6А		
Зав. каф.		Бурков П.В.						

7.1.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Недостаточная освещённость рабочей зоны

Здоровье органов зрения, психоэмоциональное, физическое состояние и работоспособность сотрудника в целом, напрямую зависит от степени освещения.

Освещение подразделяется на: искусственное естественное, совмещенное.

Места проведения мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики- камеры пуска и приема СОД, а также крановые узлы нефтесборных коллекторов, должны быть освещены, в случае неоснащенности естественным освещением возникает необходимость установки искусственным освещением. Освещение на рабочем месте необходимо осуществлять для всех зданий, мест установки оборудования, предназначенных для работы, движения транспорта и прохода людей. Помещения, с зонами разных условий естественного освещения и различными режимами работы, необходимо раздельное управление освещением таких зон [13].

					Социальная ответственность	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Освещение на рабочем месте должно соответствовать показаниям в таблице 7.1

Таблица 7.1- нормы освещенности

Рабочее место	Норма освещенности, лк
Площадка для производства работ : земляных бетонных и железобетонный каменных монтажных сборных конструкций	На 1000м ² :
	0,5...0,8
	1...1,2
	0,6...0,8
	2,4
Открытые склады	0,8...1,2 на 1000м ²
Конторы Столовые Бетоно- и растворосмесительные узлы Арматурные мастерские Механические мастерские Внутрипостроечные дороги Охранное освещение	На 100 м ² :
	1...1,5
	0,8...1
	0,5
	1,3
	1,3
	2,5 на 1 км
	1,5 на 1 км

Освещение должно иметь спектр, близкий к естественному, без пульсации, а также быть постоянным во времени. Необходимо обеспечение равномерного распределение яркости освещения, должны отсутствовать резкие тени. Оптимальным направлением потока света является угол 60 градусов к рабочей поверхности.

На камерах пуска- приема СОД, а также крановых узлах компании ООО «РН- Ванкор» смонтированы стационарные осветительные приборы, в случае их выхода из строя предусмотрен аварийный источник освещения. В случае реализации работ на открытой местности, возникает необходимость в переносных приборах освещения.

Вывод: рабочее место должно быть освещено согласно требованиям техники безопасности и нормам освещенности, не зависимо от места проведения работ [13].

Повышенный уровень шума

Повышенный уровень шума на рабочем месте может оказывать негативное влияние на человеческий организм. Последствиями могут быть неблагоприятные изменения в органах и системах организма. В таблице 7.2 отражено влияние шума на человека:

Таблица 7.2- Влияние производственного шума

Влияние производственного шума на человека	
Уровень шума	Влияние на самочувствие, при длительном воздействии
0-40 дБ	Состояние в пределах нормы
40-80 дБ	Психологический дискомфорт, звон в ушах
80-120 дБ	Боли в голове, нарушения слуха на кратковременный период
120-160	Получение травм ушных перепонки, головокружение
Свыше 160 дБ	Смертельный исход, контузия

При проведении мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики [REDACTED] месторождении возникают производственные шумы.

Нефтепромысловое оборудование, при его эксплуатации на объекте, является источником производственного шума. Изменение технологического процесса и оборудования до полного исключения появления шума невозможно, поэтому необходимо прибегать к звукоизоляции и звукопоглощению. Источники производственных шумов- эксплуатация машин и механизмов, необходимых для реализации работ по бурению, добычи нефти и газа, транспортировки добытого флюида по системе трубопроводов до места подготовки нефти до товарного вида.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		70

Применяемые методы устранения воздействия:

- исключение шумоопасных источников или снижения интенсивности шумов путем замены или модернизации оборудования;
- использование глушителей;
- применение звукоизоляционных материалов, кожухов;
- остановка и ремонт автомобилей и агрегатов вдали от мест производства работ, использование для парковки специальных мест.

Уровень шума должен быть на уровне не более 80 дБ согласно САНПиН 2.2.4.3359-16.

Вывод: сведение уровня шумов и их воздействия на человеческий организм возможно свести к минимуму, прибегая к мерам по защите персонала от воздействия производственных шумов.

Повышенный уровень вибрации

Вибрация- это колебательное механическое движение, заключающееся в перемещении целого тела. Вибрация не распространяется, в отличии от звука, в виде волн сжатия/разряжения, а может только передаваться при механическом контакте нескольких тел.

Контроль за вибрацией осуществляется:

- контролируя технического состояния и качество эксплуатируемых оборудования и машин для оценки вибробезопасности;
- в процессе производства, на рабочих местах, для оценки вибрационной безопасности труда.

Контролируя вибрацию, необходимо определить уровень превышения вибрационной нагрузки на сотрудника. Санитарные нормы одночисловых показателей вибрационной нагрузки на сотрудника нефтегазового дела, при длительности смены 8 часов приведены в таблице 7.3 [15].

					Социальная ответственность	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 7.3- Санитарные нормы уровня вибрации

Вид вибрации	Категория вибрации по санитарным нормам	Направление действия	Нормативные, скорректированные по частоте и эквивалентные скорректированные значения			
			виброускорения		виброскорости	
			$m \times c^{-2}$	дБ	$m \times c^{-1}$ 2×10^{-2}	дБ
Локальная	-	$X_{л}, Y_{л}, Z_{л}$	2,0	126	2,0	112
Общая	1	Z_0	0,56	115	1,1	107
		Y_0, X_0	0,4	112	3,2	116
	2	Z_0, Y_0, X_0	0,28	109	0,56	101
	3 тип «а»	Z_0, Y_0, X_0	0,1	100	0,2	92
	3 тип «в»	Z_0, Y_0, X_0	0,014	83	0,028	75

Влияние вибрации разного уровня представлены в таблице 7.4

Таблица 7.4- Влияние вибрации на организм человека

Амплитуда колебаний вибрации, мм	Частота вибрации, Гц	Результат воздействия
До 0,015	Различная	Не влияет на организм
0,016—0,050	40—50	Нервное возбуждение с депрессией
0,051—0,100	40—50	Изменение в центральной нервной системе, сердце и органах слуха
0,101—0,300	50—150	Возможно заболевание
0,101—0,300	150—250	Вызывает виброболезнь

При пропуске СОД на [REDACTED] месторождении возникает два вида вибрации:

1. транспортный;
2. технологический.

Технологическая вибрация исходит от насосов, которые используются для транспортировки нефти, закачки воды в систему поддержания пластового давления (ППД). Чтобы уменьшить уровень вибрации используются фундаменты под оборудование. Фундамент делается заглубленными, используя изолирующие материалы. С целью уменьшения вибрации ограждений, кожухов, и других деталей, выполненных из стальных листов, на них наносят слой пластика, битума, резин, вибропоглощающих мастик. Цель использования этих материалов- рассеивание энергии колебаний.

Транспортная вибрация- вибрация, в результате эксплуатации самоходных, прицепных машин и транспортных средств при их движении. С целью уменьшения влияния вибрации применяют индивидуальные средства защиты. Защищая руки от воздействия локальной вибрации используются перчатки или рукавицы следующих видов: виброзащитные прокладки или пластины, которые снабжены креплениями к руке; со специальными виброзащитными упруго- демпфирующими вкладышами; полностью изготовленные из виброзащитного материала (литьем, формованием). От вибрации, передаваемой человеку через ноги, необходимо использовать обувь на толстой войлочной или резиновой подошве. Суммарное время воздействия вибрации не должно превышать 2/3 продолжительности рабочей смены. Важную роль, при защите от вибраций, играет рациональное планирование режима труда и отдыха. Необходимо проводить физиопрофилактические процедуры, устраивать перерывы для активного отдыха, производственную гимнастику [15][16].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		73

Вывод: работы, связанные с рисками возникновения высокого уровня вибрации, производятся в соответствующими государственными стандартами. Уровень вибрации на рабочем месте не выходит за рамки допустимых значений. Для защиты персонала предусмотрено применение индивидуальные средства защиты.

Повышенная загазованность рабочей зоны.

При проведении работ на нефтесборных коллекторов ██████████ месторождении появляется опасность выхода газа из оборудования и трубопровода, что может привести к отравлению рабочих [17].

Перед вскрытием камеры пуска- приема средств очистки и диагностики, а также после вскрытия, переносным газоанализатором проверяется уровень загазованности воздушной среды. Содержание паров нефти и газов должно быть ниже предельно-допустимой концентрации (ПДК) по санитарным нормам согласно таблице 7.5. В ходе работ необходимо периодически контролировать загазованность (согласно времени, указанному в наряде- допуске на проведение газоопасных работ), в случае необходимости - обеспечить принудительную вентиляцию. Работа разрешается только после устранения опасных условий.

					Социальная ответственность	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 7.5- Уровень предельно допустимых концентраций вредных веществ в воздухе рабочей зоны (согласно ГН 2.2.5.1313-03).

Вещество	ПДК, мг/м ³
Углеводороды C ₁ – C ₁₀	300
Бензин – растворитель (в пересчете на углерод)	300
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ – C ₅	3
Керосин (в пересчете на углерод)	300
Стирол	5
Дибутилфталат	0,5
Аэросил	1
Диметиланилин	0,003
Метилэтилкетон	0,2
Перексид метилэтилкетона	5
Перексид изопропилбензола	0,02
Ненасыщенная полиэфирная смола	6
Хлористый бензол	0,005
Амиловый спирт	0,002

Вывод: обеспечивая безопасность проведения работ, необходимо определить предельно- допустимую концентрацию (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. При обнаружении наличия вредных веществ необходимо принять меры по устранению источника или применять средства индивидуальной защиты (СИЗ).

7.1.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Движущиеся машины и механизмы

Во время проведения мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики на нефтесборных коллекторах ██████████ месторождения возникает риск поражение движущимися механизмами и машинами. Отсутствие ограждений движущихся частей оборудования, применение опасных приемов труда, недостатки в содержании рабочего места, является причинами возникновения рисков. Мероприятия по устранению опасных и вредных факторов обеспечиваются согласно следующим нормативным документам:

Данные мероприятия проводятся согласно следующим нормативным документам: отраслевые инструкции по безопасности труда трубопроводчика линейного, электрогазосварщиков (газорезчиков) машинистов цементировочного агрегата, машинистов крана автомобильного, водителей гусеничной техники, и другого персонала который участвует в работах по пропуску ОУ и диагностических снарядов.

Необходимо проводить следующие мероприятия:

- проверка наличия на вращающихся и двигающихся частях механизмов кожухов и защитных ограждений;
- согласно ГОСТ 12.4.026- 76 «Цвета сигнальные и знаки безопасности» вывешиваются плакаты по техники безопасности, инструкции, предупредительные надписи и знаки, а также используются сигнальные цвета;
- наглядная проверка на механические повреждения;
- проверка состояния пусковых и тормозных устройств, ремней, тросов, цепей;
- при наличии грузоподъемного механизма использовать блокировки;
- проведение инструктажей по технике безопасности;

					Социальная ответственность	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- использование средств индивидуальной защиты (каска, предохранительные пояса, резиновые перчатки, кирзовые сапоги, резиновые сапоги, рукавицы брезентовые, защитные очки и т.д.).

Вывод: исключение поражения движущимися механизмами и машинами возможно реализовать проведением комплекса работ, направленных на ведение безопасного технологического процесса.

Поражение электрическим током

При эксплуатации системы нефтесборных коллекторов на [REDACTED] месторождении источниками поражения от электрического тока являются электрические привода запорной арматуры трубопровода, использование переносных удлинителей для подачи питания на механизмы и инструмент.

Из-за доступности прикосновения к токоведущим частям возможно поражение электрическим током. Отсутствие защитного заземления, не применения защитных средств, при обслуживании электроустановок, так же может стать причиной поражения электрическим током.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования должны проводиться в соответствии с требованиями "Правил устройства электроустановок" (ПУЭ), "Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок" 2001 г.
- применение защитного заземления буровой установки;
- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение изолирующих, защитных средств (диэлектрические перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;
- применение блокировочных устройств;

					Социальная ответственность	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

-допускать к работе специально обученных лиц, имеющих соответствующую группу по электробезопасности.

Вывод: при соблюдении всех норм и правил, при работе с электричеством, степень риска поражения электрическим током сведен к минимуму.

Пожароопасность

Пожароопасность- возможность возникновения и развития пожара. В связи с перекачкой легко- воспламеняющейся жидкостью по нефтесборным коллекторам ██████████ месторождения, появляется риск возникновения пожара.

Каждый работник раз в год обязан проходить обучение и получать удостоверение о пожарно-техническом минимуме. В установленном порядке и времени, работник обязан проходить инструктаж по пожарной безопасности.

При проведение огневых и газоопасных работ, работники обязаны производить свои действия соблюдая технику пожарной и промышленной безопасности [18][19].

При реализации работ по пропуску СОД запрещен проезд техники и какие- либо другие работы вблизи нефтепровода, а также зоне проведения работ по запасовке- извлечения СОД. Проведение опасных работ обуславливается необходимостью обязательного получения наряда- допуска на выполнение соответствующих работ. По окончании мероприятий место проведения работ приводят в порядок, снимают сигнальные ленты, приводят в порядок инструмент, снимают предупреждающие знаки.

7.2 Экологическая безопасность

При выполнении работ необходимо в первую очередь ориентироваться на сохранения устойчивого экологического равновесия и не нарушать условия землепользования. Обязательно соблюдение требований по защите окружающей среды, установленные законодательством по охране природы, установленные СНиП 3.01.01-85 гл. 10, СНиП Ш-42-80* ВСН 012-88 гл. 9.

					Социальная ответственность	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

На объектах ООО «РН- Ванкор» предусмотрены следующие технические и технологические решения для уменьшения воздействия на окружающую среду при реализации проведения мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики:

- использование фильтрующих фильтров- кассет на безнапорных емкостях;
- сброс жидкости по системе дренажных трубопроводов в безнапорную емкость, с последующим вывозом на УПН;
- сбор и вывоз промышленных и бытовых отходов с места, согласованные с СЭС.

На всех этапах работ следует выполнять мероприятия предотвращающие:

- разлив горюче-смазочных материалов, слив отработанного масла, мойку автомобилей в не установленных местах.развитие неблагоприятных рельефообразующих процессов;
- загорание естественной растительности;
- загрязнение естественных водоемов;
- захламление территории бытовыми и строительными отходами.

Проведение ремонтных работ, движение машин и механизмов, складирование и хранение материалов в местах, не предусмотренных проектом, запрещается.

Подрядная организация, выполняющая работы, несет ответственность за соблюдение проектных решений, связанных с охраной окружающей природной среды, а также за соблюдение государственного законодательства по охране природы.

С целью уменьшения воздействия на окружающую среду все работы должны выполняться в пределах полосы отвода земли, определенной проектом.

В случае разлива нефти необходимо локализовать территорию, подверженную загрязнению. Для этого использовать специальное оборудование согласно утвержденному плану ликвидации последствий аварий разливов нефти.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

Детальная проработка мероприятий природоохранного характера выполняется ППР.

7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – состояние при котором в результате возникновения источника ЧС на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей среде.

В настоящее время минимизировать риски возникновения и последствий ЧС на нефтесборных коллекторах ██████████ месторождения возможно двумя основными направлениями:

1. разработка технических и организационных мероприятий, уменьшающих вероятность реализации поражающего потенциала;
2. подготовка объектов и обслуживающего персонала.

ЧС могут носить следующий характер:

- природные (наводнения, ураганы, морозы);
- техногенные (нефтегазопроявления, несчастные случаи, пожары).

7.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Трудовая деятельность в области охраны труда и безопасности жизнедеятельности регламентируется следующими правовыми, нормативными актами, инструктивными актами, руководящими документами:

- Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005 г.);
- РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»;
- Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000 г.

					Социальная ответственность	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- РД 39–132– 94: «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов»;
- Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014);
- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03;
- Инструкции по технике безопасности предприятия;
- Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ; МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.
- Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий. СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г;
- Пожарная охрана предприятий. Общие требования. НБТ - 201-96, утв. 01.03.1992г.;
- ФЗ №123 ОТ 2008 г.;
- ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»;
- ОСТ 51.81.82 ССБТ «Охрана труда в газовой промышленности»;
- Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 2.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.).

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		81

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках проведения исследования в магистерской диссертации была изучена нормативно-техническая документация в области безотказной работы промышленных нефтесборных трубопроводов. Проанализировав свойства транспортируемой среды и технологические параметры систем нефтесборных коллекторов были выявлены риски, при реализации мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики на Сузунском месторождении.

На основании полученных теоретических и эмпирических данных был предложен комплекс по повышению безопасности проведения мероприятий по пропуску средств очистки и диагностики:

- 1) применение очистных устройств с перфорационными отверстиями;
- 2) использование газгольдера, как резервный источник питания генераторной установки.

Предложенные меры позволят существенно сократить экономические потери нефтедобывающей компании, исключив вероятность остановки транспортировки добытого флюида по системе нефтесборных коллекторов Сузунского месторождения, связанного с выходом из строя генераторной установки.

					Анализ процессов многофазного потока при пропуске средств очистки и диагностики на внутрипромысловых трубопроводах			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата				
Разраб.		Папонин И.Ю.			Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В.					82	97
Консульт.						ТПУ гр. 2БМ6А		
Зав. каф.		Бурков П.В.						

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Технологический регламент на промышленные трубопроводы Сузунского месторождения, 2015.- 8,9,11,13 с.
2. ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования. - М.: Стандартинформ, 2015- 114-116 с.
3. ГОСТ Р 51858 Нефть. Общие технические условия.- М.: Министерство энергетики РФ-2002- 54 с.
- 34 ВСН 011-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание. - М.: ВНИИСТ, 1988- 15-19 с.
4. РД 39-132-94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых нефтепроводов. - М.: ВНИСТ, 1993 - 181 с.
5. СП 34-116-97. Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов. - М.: ВНИСТ, 1997 - 142 с.
6. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Серия 08. Выпуск 19. - М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. - 288 с.
7. ГОСТ 27.002.89 Надежность в технике. - М.: АН СССР, 1990 - 38 с.
8. ISSN. URL: <http://docplayer.ru/39414124-Issn-gazovaya-promyshlennost-prilozhenie-issn.html>. Дата обращения 20.03.2018.
9. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
10. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
11. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.

					Анализ процессов многофазного потока при пропуске средств очистки и диагностики на внутрипромысловых трубопроводах					
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подпись	Дата	Список используемых источников					
Разраб.		Папонин И.Ю.						Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Брусник О.В							83	97
Консульт.								ТПУ гр. 2БМ6А		
Зав. каф.		Бурков П.В.								

12. ГОСТ 12.4.002-97 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты рук от вибрации. Технические требования и методы испытаний.
13. ГОСТ 12.1.007-76 Вредные вещества классификация и общие требования безопасности.
14. РД 34.03.301-95 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.
15. ППБ-05-86 «Правила пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных работ».
16. РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах».
17. Инструкция по безопасности труда трубопроводчика линейного ИОТ-1-22.
18. ГОСТ 5272-68 Коррозия металлов. Термины.
19. ГОСТ Р 52720- 2007 Арматура трубопроводная. Термины и определения.
20. ГОСТ Р 53480-2009 Надежность в технике. Термины и определения.
21. ГОСТ 27.301-95. Надежность в технике. Расчет надежности. Основные положения.
22. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенически требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).
23. ГОСТ Р 22.0.01-94 Безопасность в ЧС. Основные положения.
24. ГОСТ 12.1.010- 76 Взрывобезопасность. Общие требования.
25. ГОСТ 12.3-003-86* Работы электросварочные. Требования безопасности.
26. ГОСТ 12.3.033-84 Строительные машины. Общие требования безопасности при эксплуатации.
27. ГОСТ 12.3.016-87 Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности.

					Список используемых источников	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение А

Зарубежный опыт

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Папонин Иван Юрьевич		

Консультант отделения ОНД :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брусник О.В.	к.п.н.		

Консультант – лингвист отделения ОИЯ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Коротченко Т. В.	к.ф.н.		

Pipelines of gas transportation networks are exposed to aggressive chemical media and to demanding working conditions. The actual safety margins of these infrastructures depend on a number of factors that include the gas pressure, the external actions, the environment characteristics and the material properties, which evolve with time. Aging increases the risk of fracture and the possibility of significant economic losses and severe environmental consequences (Gabetta et al., 2008; Fassina et al., 2012).

Failure prevention is usually performed by continuous monitoring activities implemented during pipeline operation.

Visual inspections and ultrasonic measurements help detecting the formation and propagation of localized

damages. In-bulk degradation is evidenced instead by the mechanical testing of material samples extracted from the pipe wall.

The experiments are usually carried out according to standardized procedures, which are rather expensive and time consuming (Nykyforchyn et al., 2010). However, the diagnostic analysis of metal structures can rely on alternative, faster and cheaper non-destructive approaches. In particular, mechanical characterization methodologies based on indentation techniques can be considered in this context (Bolzon et al., 2015).

Indentation tests can be performed at different scales, seeking for the best compromise between the maneuverability of the equipment and the reliability of the experimental results. This approach permits to transfer the laboratory procedures to the field conditions, in order to develop effective structural diagnosis methods based on in-situ measurements.

Alternatives testing protocols have been comparatively assessed on pipeline steels of diverse grade and composition and in different states: as received, mechanically hardened, thermally treated and chemically degraded (Zvirko et al., 2016). This contribution summarizes the main results of this on-going research activity.

Low-alloyed 17H1S (Ukrainian code, equivalent to X52) and X60 pipeline steels have been considered for the present investigation. Material samples were extracted from real pipes. Microstructural characterization was performed by Zvirko et al. (2016), evidencing the different material texture visualized by the micrographs in Fig. 1.

Some samples were subjected to electrolytical hydrogen pre-charge in aqueous sulphuric acid solution (pH2) at 20 mA/cm^2 for 95 hours, followed by the thermo-mechanical treatment (aging) consisting of mechanical loading up to 2.8% axial strain and exposure to 250°C for 1 hour. The process simulates, on a laboratory scale, the effects of long- term exploitation. In particular, the preliminary electrolytic hydrogenation of the specimens before mechanical loading simulates the operational conditions in those situations where the moisture present in the transported gas condenses on the internal surface of the pipe and produces corrosion. Corrosion serves as a source of hydrogen (Tsyurulnyk et al., 2008), which is absorbed by the metal and causes pipe wall hydrogenation. In such circumstances, the degradation of the metal is influenced by the mutual action of the stress state and of the hydrogen absorbed by the steel from the internal surface of the pipe. The role of hydrogen in the degradation process consists, in the first turn, in an acceleration of the damaging processes occurring in the metal.

The current density applied for the preliminary electrolytical hydrogen charging of the steel was not high enough to induce damaging during this process performed in laboratory conditions. However, further mechanical loading of the hydrogenated metal can lead to material degradation on the nano or microscale, similar to what occurs during long- term operation of pipeline steels (Nykyforchyn et al., 2010). Damages induced in X52 steel in service for more than 30 years are for instance visualized in Fig. 2.

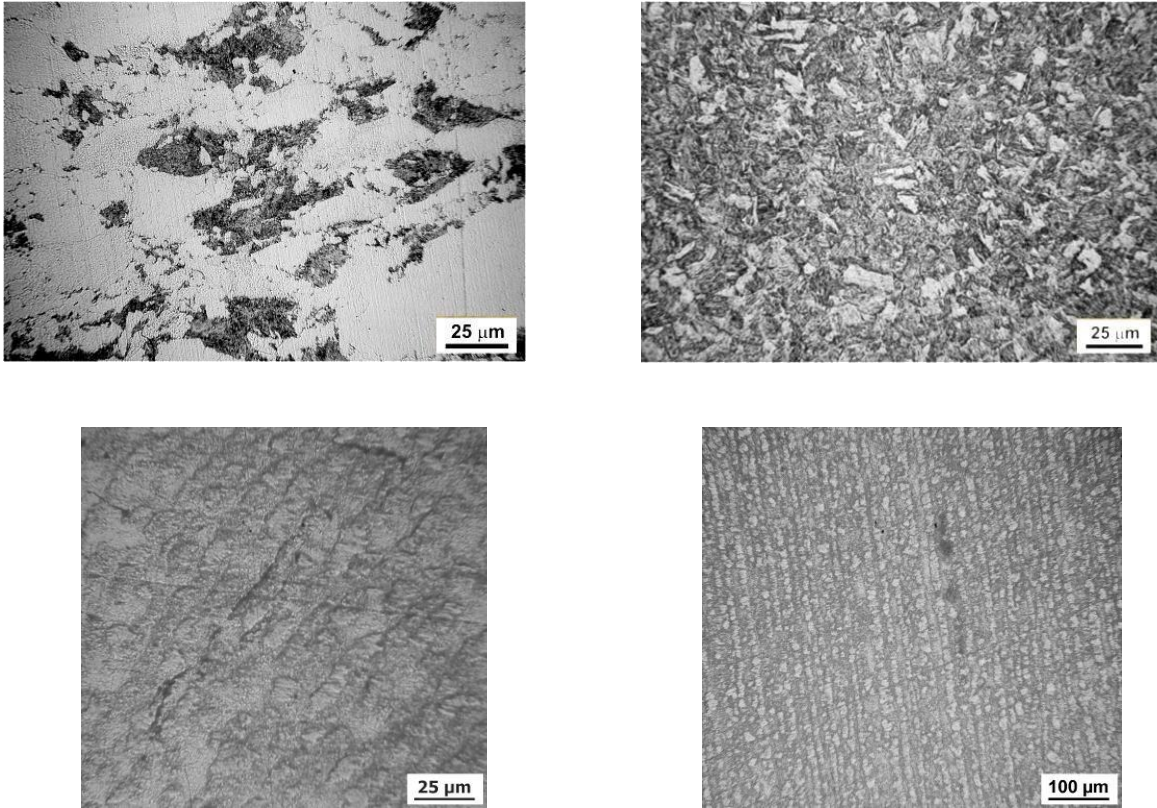


Fig. 2. Images of X52 pipeline steel after long-term (more than 30 years) operation on gas main, showing in-bulk damaging.

Uniaxial tensile tests have been performed on the material specimens shown in Fig. 3, cut from the pipe wall and machined to their final geometry before being subjected to laboratory treatments. As-received, artificially aged and degraded conditions were investigated.



Fig. 3. Tensile specimen

The main results recovered from the tensile tests are summarized in Table 1. Both artificial aging and hydrogen degradation increase the initial yield limit and reduce both the transversal area and the maximum elongation, while the ultimate strength appears less affected by the termo-mechanical-chemical action. Variations are more pronounced for 17H1S steel.

The results presented in Table 1 are consistent with those reported by Liessem et al. (2004) for different pipes subjected to high temperature processes. However, the in-laboratory degradation method developed by Zvirko et al. (2016) fosters the development of in-bulk damage. This peculiarity distinguishes this process from the traditional aging method (Standard GOST 7268-82), which produces only strength increase and ductility reduction of the treated metal.

The specimens to be subjected to tensile test require a laborious machining, which makes the approach rather expensive and time consuming. Instrumented indentation represents a faster and much cheaper mechanical characterization procedure with growing application for the diagnosis of metal structures (ISO 14577:2002). This almost non-destructive technique may be performed also on operating components. Results equivalent to those of traditional tensile tests are obtained (Bolzon et al., 2012; Bolzon et al., 2015) applying maximum forces comparable to those of hardness measurement (e.g., EN ISO 6508:2005).

The maneuverability of the testing device to be eventually operated in field conditions is evidently increased by reducing the maximum applied force. The representativeness of the results of indentation tests performed at different scales has been therefore evaluated, starting from applications at the micron scale, nowadays rather popular.

The material samples already subjected to the tensile tests were sectioned and lapped to produce flat surfaces suitable to indentation.

The output of the instrumented tests performed by pyramidal Berkovich tip at 500 mN maximum force have been presented by Bolzon and Zvirko (2016). No systematic trend induced by aging and hydrogen degradation could be evidenced for

the investigated materials, likely due to small penetration depth (between 2 and 3 μm) of the indenter tip in the considered loading range.

Further tests have been carried out with a conical Rockwell tip at 200 N maximum load. The indentation curves relevant to X60 steel are visualized in Fig. 4. Some dispersion is observed, possibly related to the machining and former tensile testing of the specimens. However, the curve sets concerning the as received state (dashed) and relevant to the degraded material (continuous line) are sharply distinct. The penetration depth is reduced by the laboratory treatment, consistently with the increase of the initial yield limit and ultimate strength.

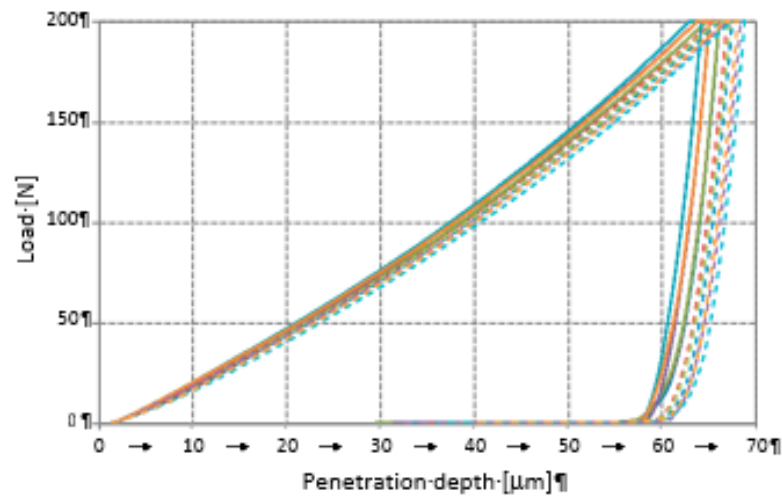


Fig. 4. Indentation curves relevant to X60 steel in the as-received (dashed) and degraded (continuous lines) state.

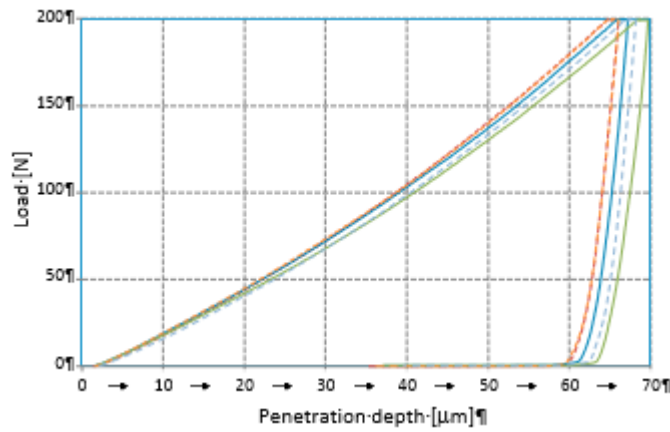


Fig. 5. Indentation curves relevant to 17H1S steel in the as-received (dashed), aged (thin continuous) and degraded (thick continuous lines) state

The 17H1S steel samples were subjected to the same loading condition. The relevant indentation curves are visualized in Fig. 5. The results obtained in this case do not agree with the expectations.

Fig. 5 shows that the curves concerning 17H1S steel in initial state (dashed) and the mean curve representing the aging condition are overlapping. Furthermore, the graphs indicate that the penetration depth increases in the degraded condition, with values comparable to those exhibited by X60 steel despite the significantly lower mechanical characteristics exhibited by 17H1S. In particular, the ultimate strength of 17H1S steel is smaller than the initial yield limit of X60 in all considered conditions, see Table 1.

The variation of the mechanical properties exhibited by 17H1S and X60 pipeline steels in the as-received and degraded (as illustrated in the above Section 2) states has been evaluated by different tests.

In the considered processes, metal portions extracted from the pipe wall have been machined to produce the small specimens shown in Fig. 2. Some of these samples have been subjected to chemo-thermo-mechanical treatments. All specimens have been lead to failure by uniaxial tensile tests. The resulting portions have been then sectioned, lapped and subjected to instrumented indentation to a maximum 200 N load.

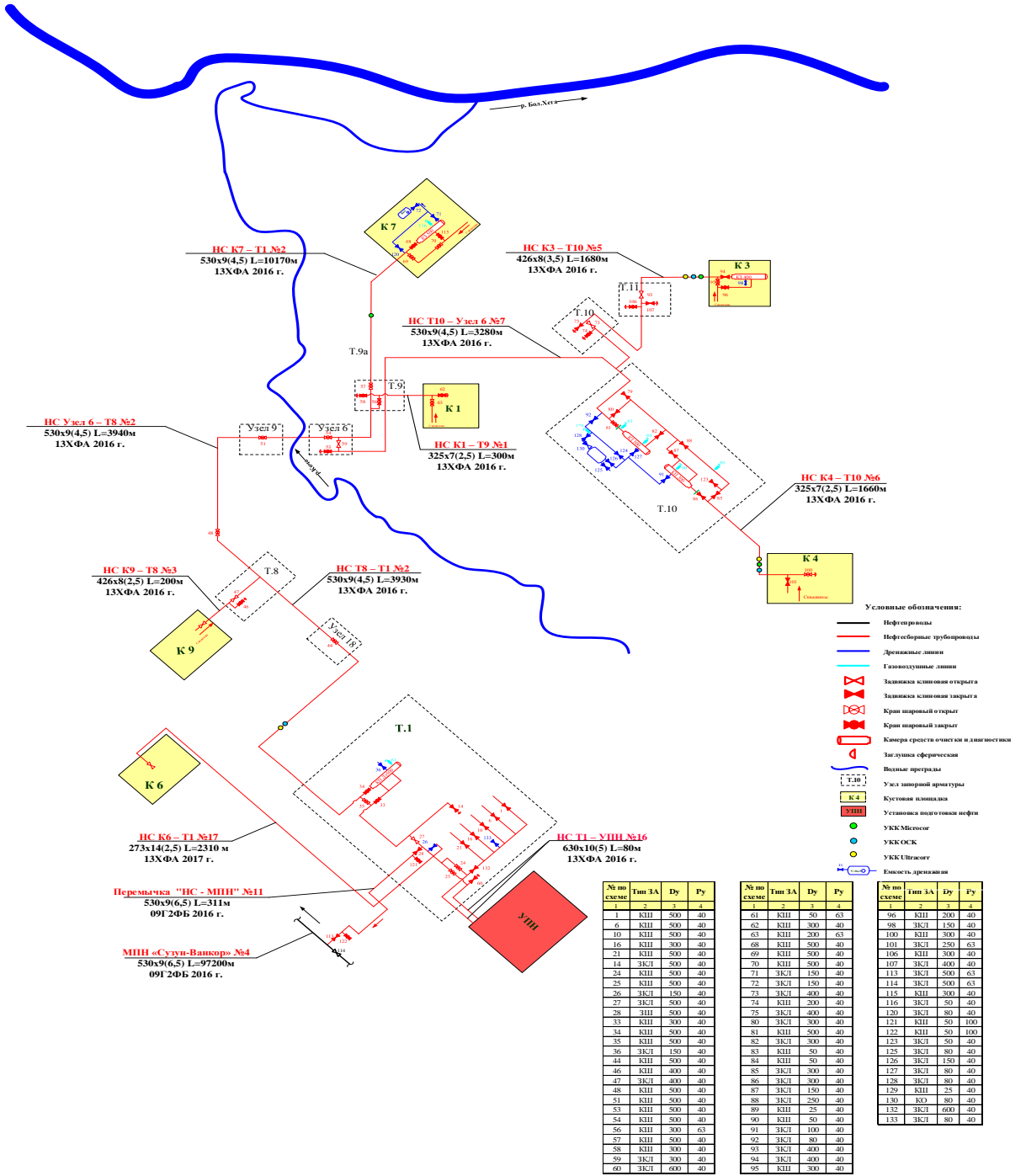
The alternative experimental procedures implemented in the present study return consistent results for X60 steel. Comparison with the output of preliminary simulations of the indentation tests, carried out with a validated model of the experiment (Bolzon et al., 2012) using the mechanical characteristics reported in Table 1 as input parameters, shows that the agreement is fairly good also in quantitative terms. This outcome denotes that the steel portion affected by indentation is representative of the overall bulk response. In fact, the schematization of the Rockwell tip as a cone with 120° opening angle, indicates that the circular projected area of the surface in contact with the tested material has a diameter of about $230\ \mu\text{m}$ for the maximum penetration depth (about $65\ \mu\text{m}$) reported in Fig. 4. Thus, the contact length is much larger than the characteristic dimensions of the microstructure shown in Fig. 1.

Similar penetration depths are shown by the graphs in Fig. 5, concerning 17H1S steel. Therefore, the indented volume should be also representative of the macroscopic response of this material. However, the results obtained in this case do not meet the expectations, not even for the as-received case. On the other hand, simulations suggest that the penetration depth of the indenter tip for the mechanical characteristics relevant to 17H1S steel, should be much larger than the measured ones. The present conjecture is that machining may have produced a significantly hardened metal layer near the surface of the material, which is no more representative of the overall bulk. Further investigations should give an answer this still open question.

This research has been carried out within the SPS G5055 project “Development of Novel Methods for the Prevention of Pipeline Failures with Security Implications”. The financial support by the NATO Science for Peace and Security program is gratefully acknowledged.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Технологическая схема НС



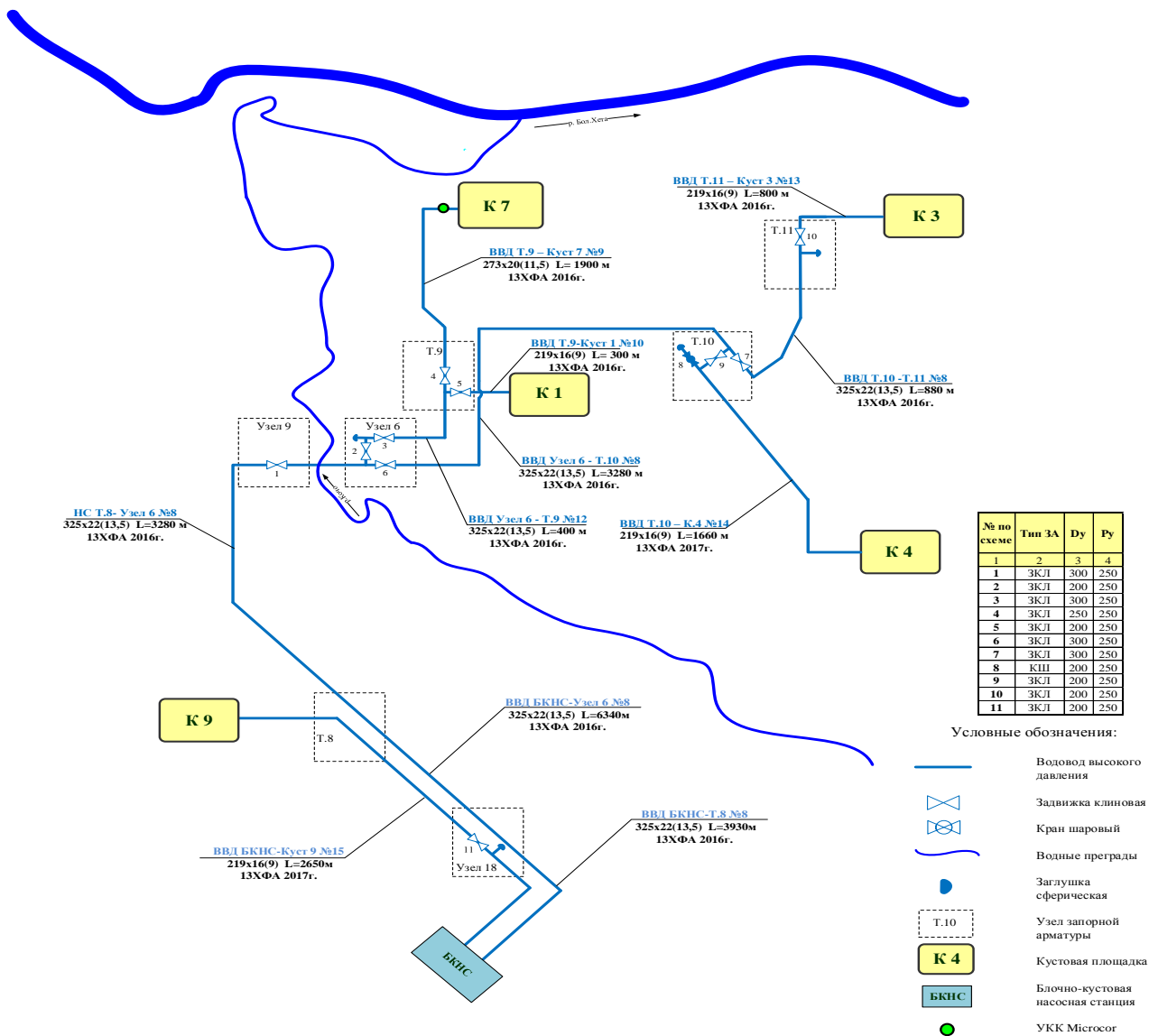
№ по схеме	Тип ТА	Dy	Py
1	КШ	500	40
6	КШ	500	40
10	КШ	500	40
16	КШ	500	40
21	КШ	500	40
14	ЗКШ	500	40
24	КШ	500	40
25	КШ	500	40
26	ЗКШ	150	40
27	ЗКШ	500	40
28	КШ	500	40
33	КШ	300	40
34	КШ	500	40
35	КШ	500	40
36	ЗКШ	150	40
44	КШ	500	40
46	КШ	400	40
47	ЗКШ	400	40
48	КШ	500	40
51	КШ	500	40
53	КШ	500	40
54	КШ	500	40
56	КШ	300	63
57	КШ	500	40
58	КШ	300	40
59	ЗКШ	300	40
60	ЗКШ	600	40

№ по схеме	Тип ТА	Dy	Py
61	КШ	50	63
62	КШ	300	40
63	КШ	200	63
68	КШ	500	40
69	КШ	500	40
70	КШ	500	40
71	ЗКШ	150	40
72	ЗКШ	150	40
73	ЗКШ	400	40
74	КШ	200	40
75	ЗКШ	400	40
80	ЗКШ	300	40
81	КШ	500	40
82	ЗКШ	300	40
83	КШ	50	40
84	КШ	50	40
85	ЗКШ	300	40
86	ЗКШ	300	40
87	ЗКШ	150	40
88	ЗКШ	250	40
89	КШ	25	40
90	КШ	50	40
91	ЗКШ	100	40
92	ЗКШ	80	40
93	ЗКШ	400	40
94	ЗКШ	400	40
95	КШ	300	40

№ по схеме	Тип ТА	Dy	Py
96	КШ	200	40
98	ЗКШ	150	40
100	КШ	300	40
101	ЗКШ	250	63
106	КШ	300	40
107	ЗКШ	400	40
113	ЗКШ	500	63
114	ЗКШ	500	63
115	КШ	300	40
116	ЗКШ	50	40
120	ЗКШ	80	40
121	КШ	50	100
122	КШ	50	100
123	ЗКШ	50	40
125	ЗКШ	80	40
126	ЗКШ	150	40
127	ЗКШ	80	40
128	ЗКШ	80	40
129	КШ	25	40
130	КШ	80	40
132	ЗКШ	600	40
133	ЗКШ	80	40

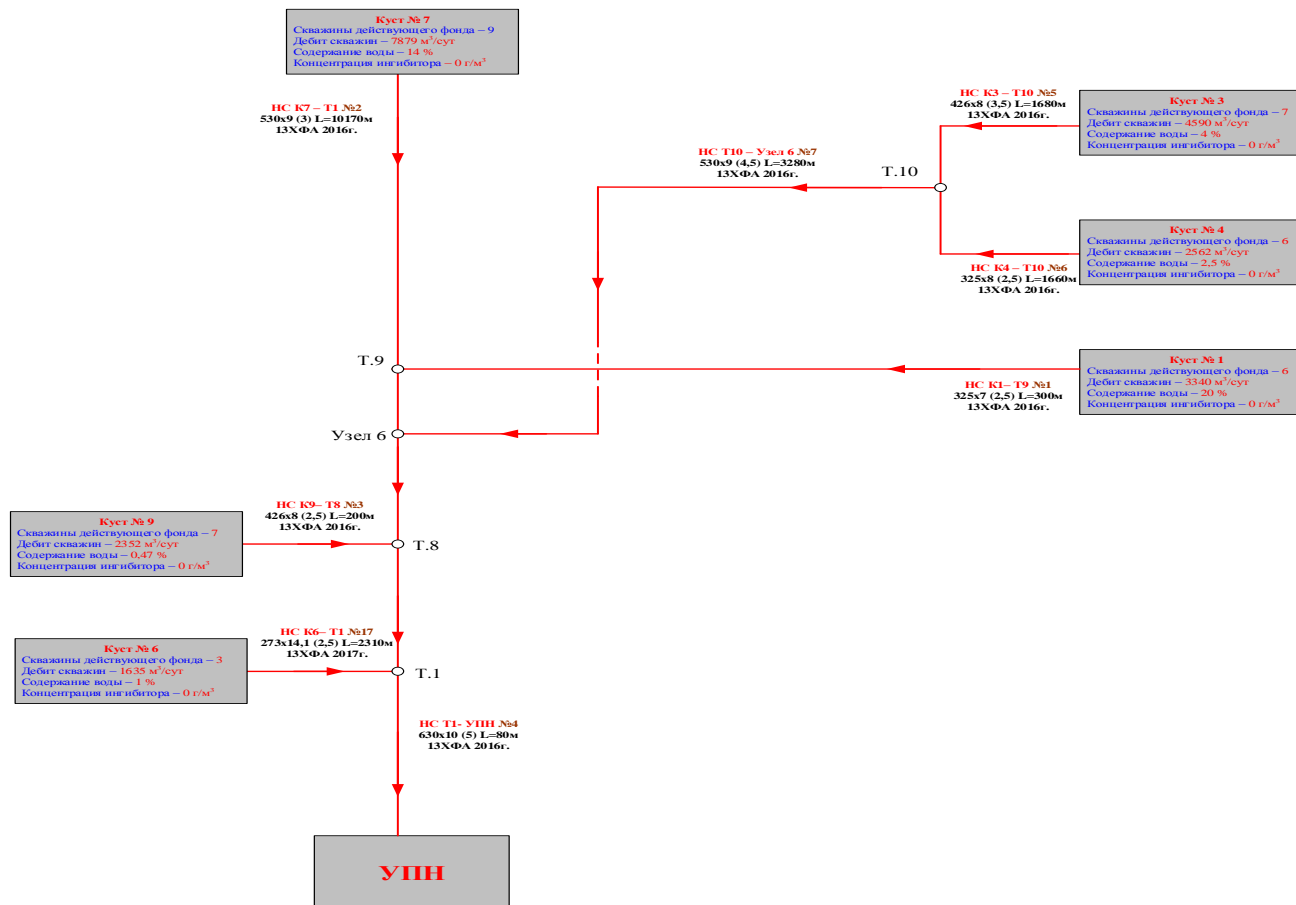
ПРИЛОЖЕНИЕ В

Технологическая схема ВВД



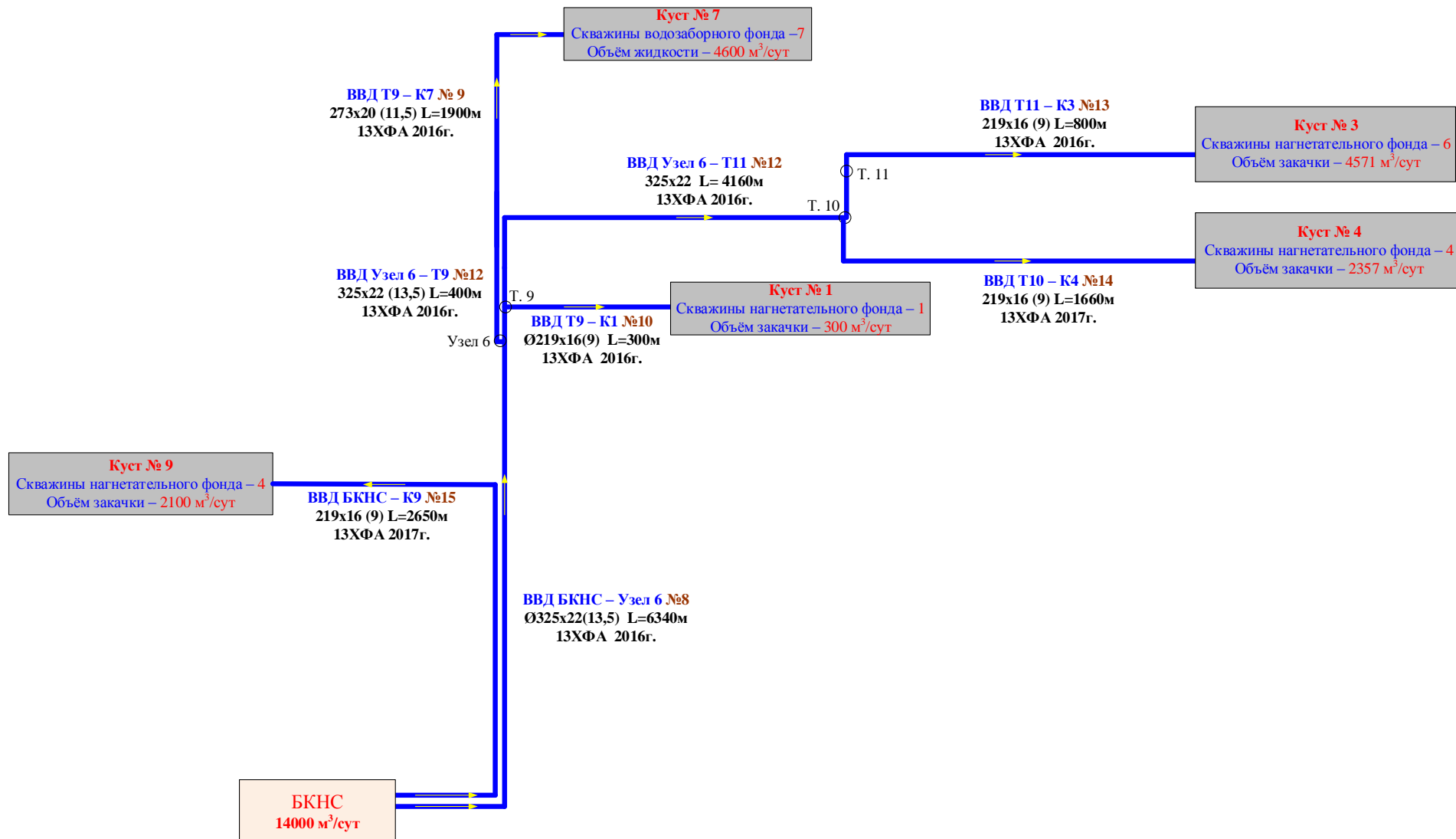
ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Схема направления потоков НС



ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Схема направления потоков ВВД



ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Схема генераторной установки

